

UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

FORMULAIRE 10-K



RAPPORT ANNUEL CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU À L'ALINÉA 15(D) DE LA
LOI INTITULÉE *SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934*

Pour l'exercice terminé le **31 décembre 2009**

OU



RAPPORT DE TRANSITION CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU À L'ALINÉA 15(D) DE LA
LOI INTITULÉE *SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934*

Pour la période de transition allant du _____ au _____

Numéro de dossier de la commission : **000-30586**



IVANHOE ENERGY INC.

(Dénomination sociale exacte de l'émetteur assujetti telle qu'elle est mentionnée dans sa charte)

Yukon, Canada

(État ou autre territoire de
constitution ou d'organisation)

98-0372413

(N° d'identification d'employeur
auprès de l'I.R.S.)

654-999 Canada Place

Vancouver (Colombie-Britannique) Canada

(Adresse des bureaux de direction principaux)

V6C 3E1

(Code postal)

(604) 688-8323

(Numéro de téléphone de l'émetteur assujetti, y compris l'indicatif régional)

Titres devant être inscrits aux termes de l'alinéa 12(b) de la Loi :

Aucun

Titres inscrits ou devant être inscrits aux termes de l'alinéa 12(g) de la Loi :

Titre de chaque catégorie

Actions ordinaires sans valeur nominale

Nom de chacune des bourses à la cote
desquelles les titres sont inscrits

Bourse de Toronto
NASDAQ National Market

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est un émetteur établi bien connu (*well-known seasoned issuer*) au sens de la *Règle 405* de la *Securities Act*.

☐ Oui ☒ Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit n'est pas tenu de déposer de rapports aux termes de l'article 13 ou de l'alinéa 15(d) de l'*Exchange Act*.

☐ Oui ☒ Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit 1) a déposé tous les rapports qu'il devait déposer conformément à l'article 13 ou à l'alinéa 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934* au cours des 12 derniers mois (ou pendant toute période de moins de 12 mois à l'égard de laquelle l'émetteur inscrit était tenu de déposer ces rapports), et 2) s'il a été soumis à ces exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours.

☒ Oui ☐ Non

Veillez indiquer en cochant la case appropriée si l'émetteur inscrit a déposé électroniquement et affiché sur son site Web, le cas échéant, tous les fichiers de données interactifs qui doivent être déposés et affichés aux termes de la Règle 405 du Règlement S-T (§ 232.405 de ce chapitre) au cours des 12 mois précédents (ou pendant toute autre période plus courte au cours de laquelle l'émetteur inscrit devait déposer et afficher ces fichiers).

☐ Oui ☐ Non

Cochez ci-après si l'information de déposants défaillants exigée aux termes de l'article 405 du *Règlement S-K* (§ 229.405 de l'article) ne figure pas dans les présentes et ne figurera pas, à la connaissance de l'émetteur inscrit, dans des circulaires de sollicitation de procurations ou d'information définitives intégrées par renvoi dans la Partie III du présent formulaire 10-K ou dans toute modification apportée à celui-ci.

☒

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est un important déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant non admissible au régime de dépôt accéléré ou un plus petit émetteur assujéti, au sens donné à la définition de *large accelerated filer*, *accelerated filer* et *smaller reporting company* dans la *Règle 12b-2* de l'Exchange Act. (Veillez ne cocher qu'une seule réponse)

Important déposant admissible au régime de dépôt accéléré ☐

Déposant admissible au régime de dépôt accéléré ☒

Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré (ne pas cocher s'il s'agit d'un plus petit émetteur assujéti) ☐

Plus petit émetteur assujéti ☐

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est une société fictive (*shell company*) au sens de la *Règle 12b-2* de l'Exchange Act.

☐ Oui ☒ Non

Au 30 juin 2009, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des personnes ne faisant pas partie de son groupe était de 346 054 578 \$ selon le cours acheteur et vendeur moyen au NASDAQ à cette date.

Veillez indiquer le nombre d'actions en circulation de chaque catégorie d'actions ordinaires de l'émetteur à la dernière date possible.

Catégorie	En circulation au 10 mars 2010
Actions ordinaires sans valeur nominale	324 928 513 actions

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

Aucun

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
PARTIE I	
Rubriques 1 et 2. Activités et propriétés	5
Généralités	5
Stratégie de la société	7
Propriétés intégrées pétrolières et gazières	9
Propriétés conventionnelles pétrolières et gazières	10
Développement des affaires et des technologies	13
Certains facteurs ayant une incidence sur les activités	14
Employés	15
Production, puits et renseignements connexes	15
Rubrique 1A. Facteurs de risque	17
Rubrique 1B. Questions non résolues	25
Rubrique 3. Litiges	25
Rubrique 4. Réservé	25
PARTIE II	
Rubrique 5. Marché pour la négociation des actions ordinaires de l'émetteur assujetti, autres questions concernant les actionnaires et achats de titres de participation par l'émetteur	26
Rubrique 6. Principales données financières	29
Rubrique 7. Rapport de gestion	31
Rubrique 7A. Renseignements quantitatifs et qualitatifs sur les risques liés aux marchés	63
Rubrique 8. États financiers et données supplémentaires	66
Rubrique 9. Modifications de la présentation de l'information comptable et financière et divergences d'opinions avec les comptables à ce sujet	119
Rubrique 9A. Contrôles et procédures	119
Rubrique 9B. Autres renseignements	121
PARTIE III	
Rubrique 10. Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance	122
Rubrique 11. Rémunération de la haute direction	125
Rubrique 12. Propriété de titres par certains véritables propriétaires et par la direction et questions connexes ayant trait aux actionnaires	140
Rubrique 13. Certaines relations et opérations reliées et indépendance des administrateurs	141
Rubrique 14. Principaux honoraires et services comptables	142
PARTIE IV	
Rubrique 15. Pièces et annexes aux états financiers	143

DEVISES ET COURS DU CHANGE

Sauf indication contraire, toutes les mentions en « **dollars** » ou accompagnées du symbole « **\$** » renvoient à des dollars américains et toutes les mentions du symbole « **\$ CA** » renvoient à des dollars canadiens. Aux fins de la conversion des dollars canadiens en dollars américains, les cours de clôture, les cours extrêmes et les cours acheteurs à midi à New York publiés par la Federal Reserve Bank of New York pour chacun des cinq exercices suivants terminés le 31 décembre s'établissaient comme suit :

	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Clôture	0,96 \$	0,82 \$	1,01 \$	0,86 \$	0,86 \$	0,83 \$
Bas	0,77 \$	0,77 \$	0,84 \$	0,85 \$	0,79 \$	0,72 \$
Haut	0,97 \$	1,01 \$	1,09 \$	0,91 \$	0,87 \$	0,85 \$
Cours moyen à midi	0,88 \$	0,94 \$	0,94 \$	0,88 \$	0,83 \$	0,77 \$

Le cours du change moyen à midi publié par la Banque du Canada pour la conversion des dollars américains en dollars canadiens s'établissait à 0,98 \$ (1,00 \$ US pour 1,02 \$ CA) le 10 mars 2010.

ABRÉVIATIONS

Dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et dans le secteur pétrolier et gazier en général, les abréviations suivantes ont le sens qui leur est attribué ci-dessous.

b	= baril	kbep/j	= millier de barils équivalents pétrole par jour
b/j	= barils par jour	Mb	= million de barils
bp/j	= baril de pétrole par jour	Mb/j	= million de barils par jour
bep	= baril équivalent pétrole	kpi ³	= millier de pieds cubes
bep/j	= barils équivalents pétrole par jour	Kpi ³ /j	= millier de pieds cubes par jour
kb	= millier de barils	Mbtu	= million d'unités thermales britanniques (<i>British thermal units</i>)
kb/j	= millier de barils par jour	Mpi ³	= million de pieds cubes
kbep	= millier de barils équivalents pétrole	Mpi ³ /j	= million de pieds cubes par jour

Le terme « **équivalents** » est utilisé pour comparer des quantités de pétrole avec des quantités de gaz ou pour exprimer ces différents produits avec la même unité. Dans le cadre du calcul des barils équivalents (bep), nous utilisons la norme généralement reconnue selon laquelle 1 bep équivaut à 6 kpi³. Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

CERTAINS TERMES DÉFINIS

Ivanhoe Energy Inc. - « **Ivanhoe Energy** » ou « **Ivanhoe** » ou la « **Société** »

Le procédé breveté de traitement thermique rapide (le « **procédé RTP^{MC}** ») pour la valorisation du pétrole lourd (la « **technologie HTL^{MC}** » ou « **HTL^{MC}** ») de la Société

Technologie brevetée appartenant à Syntroleum Corporation (« **Syntroleum** »), qui permet de convertir le gaz naturel en carburants de transport ultrapropres et en d'autres produits pétroliers synthétiques (la « **technologie GTL** » ou « **GTL** »)

United States Securities and Exchange Commission - « **SEC** »

Autorités canadiennes en valeurs mobilières - « **ACVM** »

The Securities Act of 1933 - (la « **Loi** »)

Récupération assistée du pétrole - « **RAP** »

Drainage par gravité facilité par l'injection de vapeur - « **SAGD** »

Protocole d'entente - « **PE** »

Bourse de Toronto - « **TSX** »

MENTION SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document contient certains « énoncés prospectifs » au sens donné à l'expression « *forward-looking statement* » dans la loi intitulée *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, dans l'article 21E de la loi intitulée *United States Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, et dans l'article 27A de la loi intitulée *United States Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée. Ces énoncés prospectifs comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats, le rendement ou les réalisations réels, ou d'autres événements futurs, diffèrent sensiblement de ceux dont il est question explicitement ou implicitement dans ces énoncés prospectifs. Ces risques, incertitudes et autres facteurs comprennent :

- le fait que nous générons des produits restreints depuis peu de temps, que nous subissons des pertes et que nous enregistrons des flux de trésorerie négatifs dans le cadre de nos activités d'exploration et de mise en valeur au Canada, en Équateur, en Chine et en Mongolie;
- nos liquidités limitées et, en conséquence, le besoin d'obtenir du financement supplémentaire;
- notre capacité à obtenir du financement supplémentaire lorsque cela est nécessaire ou selon des modalités acceptables;
- le succès incertain de la technologie de valorisation du pétrole lourd en pétrole léger;
- le succès incertain de nos travaux d'exploration et de mise en valeur dans le secteur pétrolier et gazier au Canada, en Équateur, en Chine et en Mongolie;
- la volatilité du prix du pétrole;
- les risques liés aux activités d'exploitation dans le secteur pétrolier et gazier de même que les préoccupations environnementales;
- la réglementation gouvernementale et les exigences relatives aux permis et aux licences, en particulier dans les territoires étrangers où nous exerçons des activités;
- les questions relatives aux titres de propriété;
- les risques associés à la conduite d'activités commerciales dans des territoires étrangers;
- les conflits d'intérêts;
- le nombre limité de propriétés d'exploration pétrolière et gazière prometteuses et la concurrence à leur égard provenant de sociétés pétrolières et gazières dont la taille et les ressources financières sont supérieures à celles de notre entreprise,
- d'autres énoncés contenus dans les présentes concernant des questions qui ne sont pas des faits avérés.

On reconnaît souvent les énoncés prospectifs par l'utilisation de termes tels que « pouvoir », « s'attendre à », « avoir l'intention de », « estimer », « prévoir », « croire », « continuer » ainsi que la forme négative ou des variations de ces termes ou autres termes semblables. Bien que nous soyons d'avis que les énoncés prospectifs présentés dans le présent document soient raisonnables compte tenu des renseignements dont nous disposons à la date où ils sont faits, nous ne pouvons donner aucune garantie en ce qui a trait aux réalisations, aux résultats ou aux niveaux d'activité futurs. Sauf si la loi l'exige, nous déclinons toute obligation de mettre à jour ou de réviser des énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport. Tous les énoncés prospectifs subséquents que nous pourrions présenter verbalement ou par écrit ou qui pourraient être présentés en notre nom sont expressément assujettis, dans leur intégralité, à la présente mise en garde portant sur les énoncés prospectifs.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

On peut se procurer sans frais par l'intermédiaire de notre site Web (www.ivanhoeenergy.com) des copies sous forme électronique des documents déposés par la Société auprès de la SEC et des ACVM, ou, sur demande, en communiquant avec le service des relations avec les investisseurs de la Société au 604-688-8323. Autrement, la SEC et les ACVM disposent chacune d'un site Web (www.sec.gov et www.sedar.com) où se trouvent les rapports périodiques de la Société et les autres documents publics déposés auprès de la SEC et des ACVM. L'information se trouvant sur notre site Web ne fait pas partie du présent rapport annuel sur formulaire 10-k et n'est pas réputé en faire partie.

RUBRIQUES 1 ET 2. ACTIVITÉS ET PROPRIÉTÉS

GÉNÉRALITÉS

Ivanhoe Energy Inc. est une société indépendante de mise en valeur et de production de pétrole lourd d'envergure internationale dont la stratégie se concentre sur la croissance à long terme de ses réserves et de sa production au moyen de technologies avancées, y compris la technologie HTL^{MC}. La Société s'emploie également à accroître ses réserves conventionnelles de pétrole et de gaz ainsi que sa production de façon sélective au moyen d'activités d'exploration et de production conventionnelles, principalement en Asie. Au

cours du dernier trimestre 2009, la Société a acquis un important bloc d'exploration de pétrole conventionnel dans le bassin Nyalga, en Mongolie, qui s'ajoute aux propriétés de pétrole lourd acquises en 2008.

La Société exerce maintenant ses activités principales au Canada, en Chine, en Mongolie et en Équateur, mais continue de rechercher des occasions d'expansion de ses activités à l'échelle internationale.

Conformément à son intention de structurer ses activités autour de filiales actives dans des secteurs géographiques distincts, la Société s'est adjoint les services de hauts dirigeants compétents en 2009, ce qui lui permet ainsi d'organiser ses activités au Canada en tant que filiale distincte. La structure du groupe comprend maintenant trois filiales exerçant activement des opérations sur le terrain et une filiale dédiée aux activités d'expansion d'entreprise. Les filiales exerçant activement des opérations sur le terrain comprennent la filiale Sunwing, en Asie, qui exerce des activités conventionnelles de production de pétrole et d'exploration de pétrole et de gaz, la nouvelle filiale canadienne, qui concentre ses efforts dans le projet Tamarack et dans la recherche d'occasions d'expansion dans la région d'Athabasca, et la filiale latino-américaine, qui se concentre sur le terrain de Pungarayacu et d'autres occasions d'expansion au Mexique, en Amérique centrale et en Amérique du Sud. Le Moyen-Orient demeure également une zone active pour les activités de d'expansion d'entreprise de la Société. Ivanhoe Energy Inc. détient chacune de ces filiales en propriété exclusive, bien que ses participations soient appelées à diminuer à mesure que les filiales développeront leurs affaires et qu'elles réuniront des capitaux de façon indépendante.

Le groupe de technologie HTL^{MC} de la Société exploite une installation d'essais HTL^{MC} de pointe au Southwest Research Institute de San Antonio, au Texas. L'installation de recherche et le groupe de technologies jouent un double rôle au sein de la Société. D'une part, ils cherchent à faire progresser la technologie HTL^{MC} tout en enrichissant et en protégeant le portefeuille de brevets de la Société et d'autre part, ils encouragent l'expansion des activités et la réalisation de projets par la transformation d'échantillons de pétrole lourd en pétrole plus léger afin de démontrer les résultats possibles pour les projets utilisant la technologie HTL^{MC}.

Cette structure organisationnelle a permis à la Société d'entamer des discussions ciblées avec des investisseurs stratégiques potentiels, portant sur des actifs précis et des alliances régionales. Ces discussions sont en cours.

La Société comprend quatre secteurs d'exploitation isolables : les activités pétrolières et gazières intégrées, les activités pétrolières et gazières conventionnelles, le développement des affaires et des technologies ainsi que le siège social. Les renseignements concernant les produits d'exploitation, le revenu net, les dépenses en immobilisations et les éléments d'actif sectoriels pour ces segments sont présentés à la note 11 des états financiers consolidés.

Le 31 décembre 2008, la SEC a publié des règles définitives concernant les définitions de réserve et les exigences en matière d'information y afférentes. Les règles s'appliquent aux estimations et à l'information divulguée dans les rapports annuels sur formulaire 10-K pour les exercices terminés le 31 décembre 2009 et par la suite, y compris ceux présentés dans le présent rapport. Les conséquences de ces nouvelles règles sur les estimations de nos réserves exigent également que nous modifions l'information concernant nos réserves pour cet exercice afin de tenir compte des nouvelles règles. Nous avons choisi de faire rapport sur notre transition vers les nouvelles règles d'une façon qui illustre bien l'effet des changements sur les évaluations de nos réserves et qui nous permette de clairement présenter les changements apportés aux évaluations de nos réserves au cours de 2009 en raison de nos activités d'exploitation distinctes dues à l'adoption de ces nouvelles règles.

Pétrole et gaz

Activité intégrée

Les projets de ce secteur comporteront deux volets principaux. Le premier volet est composé des activités d'exploration et de production conventionnelles ainsi que des techniques de récupération améliorée du pétrole, telles que le procédé de drainage par gravité facilité par l'injection de vapeur. Le deuxième volet est composé de l'utilisation de la technologie HTL^{MC} pour valoriser le pétrole lourd dans les installations situées dans le champ afin de produire un pétrole brut plus léger et de plus grande valeur. Deux projets de la Société sont actuellement présentés dans ce secteur, soit un projet en Alberta et une propriété en Équateur, tous deux liés au pétrole lourd.

Activités conventionnelles

Suivant la vente de ses activités aux États-Unis, la Société exerce maintenant des activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole brut et de gaz naturel conventionnels en Chine et en Mongolie. La Société mène des activités de mise en valeur et de production au champ de pétrole Dagang, dans la province chinoise de Hebei, et des activités d'exploration au bloc Zitong, dans la province du Sichuan. En ce qui a trait à la Mongolie, la Société en est au début de la phase d'exploration du bloc XVI dans le bassin Nyalga, au sud-est de la capitale Ulaanbaatar.

Développement des affaires et des technologies

La Société engage des frais divers dans la poursuite des projets liés à la technologie HTL^{MC} partout dans le monde. De tels frais engagés avant la signature d'un PE ou d'ententes semblables sont considérés comme des frais de développement des affaires et des technologies et sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. À l'établissement d'un PE déterminant la faisabilité commerciale et technique d'un projet, incluant des études de commercialisation pour les produits tirés du projet, la Société évalue si la faisabilité et les coûts connexes engagés ont une valeur future potentielle, si ces coûts sont susceptibles de mener à une entente définitive pour l'exploitation des réserves prouvées et s'ils devraient être capitalisés.

De plus, la Société engage des frais afin de définir et d'élaborer des améliorations à apporter aux applications de sa technologie HTL^{MC}. Le coût du matériel et des installations acquis, ou les frais de construction liés à ces actifs, sont capitalisés au titre des frais de développement et sont amortis sur la durée de vie économique prévue du matériel ou des installations, laquelle commence dès le début des activités commerciales pour lesquelles le matériel ou les installations doivent être utilisés.

Siège social

Le secteur du siège social de la Société est composé de coûts liés au conseil d'administration, aux membres de la haute direction, à la dette, au financement et à d'autres activités générales de la Société.

Notre capital-actions autorisé consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et en un nombre illimité d'actions privilégiées sans valeur nominale.

Nous nous sommes constitués en société sous le régime des lois du Yukon, un territoire du Canada, le 21 février 1995 sous la dénomination 888 China Holdings Limited. Le 3 juin 1996, nous avons adopté la nouvelle dénomination Black Sea Energy Ltd., que nous avons remplacée par Ivanhoe Energy Inc. le 24 juin 1999.

Notre bureau administratif principal se trouve au Canada Place, Suite 654 – 999, Vancouver (Colombie-Britannique) V6C 3E1 et notre siège social ainsi que notre service des dossiers au 300-204 Black Street, Whitehorse (Yukon) Y1A 2M9.

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Importance du pétrole lourd dans l'industrie pétrolière et gazière

À l'échelle mondiale, l'industrie pétrolière et gazière mondiale subit l'incidence du déclin des réserves peu coûteuses à exploiter. Cette situation se traduit par une volatilité des marchés pétroliers et par des variations importantes de l'offre et de la demande. Nous croyons que la demande à long terme et le déclin naturel de la production conventionnelle de pétrole entraîneront la mise en valeur de ressources présentant des coûts plus élevés et une plus faible valeur, notamment le pétrole lourd.

En ce qui concerne la mise en valeur du pétrole lourd, il importe de distinguer le pétrole lourd conventionnel, qui ne nécessite pas de procédé d'extraction à la vapeur pour l'amener à la surface, et le pétrole lourd non conventionnel ainsi que le bitume. Bien que la Société concentre ses activités sur le pétrole lourd non conventionnel, les deux catégories jouent un rôle important dans la stratégie commerciale d'Ivanhoe Energy.

On observe depuis quelque temps une augmentation constante de la production mondiale de pétrole lourd conventionnel, principalement au Canada et en Amérique latine mais aussi dans la plupart des autres régions pétrolières, notamment au Moyen-Orient et en Extrême-Orient, où les producteurs s'emploient à trouver des moyens de contrer le déclin des réserves de pétrole léger. Même en ne tenant pas compte de l'impact des grands projets de production de pétrole lourd non conventionnel en cours au Canada et au Venezuela, la production mondiale de pétrole lourd est de plus en plus fréquente. Par contre, les raffineries n'ont pas été en mesure de répondre à la nécessité de se convertir à cette nouvelle réalité, ce qui a eu pour effet d'élargir considérablement l'écart des prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

En ce qui concerne le bitume et le pétrole lourd non conventionnel, une augmentation considérable de l'intérêt à leur égard et de leur production a été alimentée par la flambée des prix ainsi que par un certain nombre de percées technologiques clés, notamment dans les domaines de la télédétection, du forage horizontal et des techniques thermiques, qui ont permis aux producteurs d'avoir accès de manière plus efficace aux énormes ressources mondiales de pétrole lourd.

Ces nouvelles technologies, jumelées à des prix du pétrole plus élevés, ont suscité une augmentation de l'intérêt envers les ressources en pétrole lourd; toutefois, leur exploitation rentable présente encore certains défis importants quoique pondérés en fonction du projet envisagé : 1) besoins de vapeur et d'électricité pour permettre l'extraction du pétrole lourd; 2) nécessité de recourir à un diluant pour faciliter l'écoulement du pétrole une fois à la surface; 3) écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd auquel est confronté le

producteur lorsque le produit arrive sur le marché; 4) technologies de valorisation classiques restreintes aux installations à très grande échelle nécessitant des immobilisations considérables. Ces défis peuvent donner lieu à des situations faisant en sorte que des actifs soient « en difficulté » dans un climat économique négatif, ou « délaissés » si les ressources ne peuvent être exploitées de manière économique et doivent être mises en veilleuse.

Proposition de valeur d'Ivanhoe

La technologie HTL^{MC} mise au point par la Société vise à répondre aux quatre grands défis précités que pose la production du pétrole lourd et peut être appliquée à une échelle économique minimale relativement petite.

La technologie de valorisation HTL^{MC} d'Ivanhoe Energy est un procédé de valorisation partielle conçu pour des installations ayant une production aussi faible que 10 000 à 30 000 barils par jour, soit une production considérablement plus faible que l'échelle économique minimale des installations de valorisation autonomes conventionnelles, telles que les installations de cokéfaction retardée, dont la production est en général largement supérieure à 100 000 barils par jour. La technologie HTL^{MC} de la Société est fondée sur le rejet de carbone, un concept éprouvé de traitement du pétrole lourd. Le grand avantage de la technologie HTL^{MC} est la rapidité du procédé – le temps de traitement est normalement de quelques secondes à peine – qui permet la construction d'installations plus petites et moins coûteuses tout en éliminant la nécessité d'ajouter de l'hydrogène, une étape à la fois onéreuse et importante qui est généralement nécessaire dans les procédés de valorisation classiques. La technologie HTL^{MC} de la Société présente l'avantage supplémentaire de convertir les sous-produits tirés du procédé de valorisation en énergie utilisable sur place, plutôt que de produire de grandes quantités de coke de qualité médiocre.

Le procédé HTL^{MC} offre des avantages considérables en tant que méthode de valorisation sur le terrain pouvant être intégrée à la chaîne de production amont du pétrole lourd. La technologie HTL^{MC} procure quatre grands avantages au producteur :

1. élimination virtuelle des besoins extérieurs en énergie pour la production de vapeur et/ou d'électricité dans les opérations en amont;
2. élimination des besoins de diluant ou de la nécessité de mélanger le pétrole pour le transport;
3. récupération de la plus grande partie de l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd;
4. seuil de rentabilité relativement bas qui convient à une valorisation sur place et à des installations de mise en valeur de moindre envergure sur le terrain.

La rentabilité d'un projet est effectivement dictée par les avantages que la technologie HTL^{MC} peut lui procurer. Plus les ressources délaissées sont importantes et moins leur propriétaire dispose de liquidités, plus Ivanhoe Energy est en mesure d'établir sa proposition de valeur.

Stratégie de mise en œuvre

Nous sommes une société pétrolière et gazière dont la technologie unique vise à résoudre plusieurs des grands problèmes auxquels est confrontée l'industrie du pétrole et du gaz et nous sommes d'avis que nous bénéficions d'un avantage concurrentiel en raison de notre technologie brevetée. En outre, parce que nos équipes sont des experts en récupération thermique, nous occupons une position privilégiée pour ajouter une valeur et un effet multiplicateur à notre avantage technologique en travaillant avec des partenaires à des projets de ressources délaissées partout dans le monde.

La stratégie continue de la Société comprend les points suivants :

1. **Constituer un portefeuille de grands projets HTL^{MC}.** Poursuivre le déploiement du personnel et des ressources financières afin de soutenir notre objectif qui consiste à tirer profit d'occasions additionnelles liées à des projets de mise en valeur faisant appel à la technologie HTL^{MC} de la Société.
2. **Faire progresser notre technologie.** Poursuivre les travaux de développement afin de faire progresser la technologie au cours de sa première application commerciale et par la suite.
3. **Améliorer la situation financière de la Société en prévision de futurs grands projets.** La mise en œuvre de grands projets nécessite des capitaux considérables. Dans cette optique, la Société met au point des plans de financement et établit les relations nécessaires à ses futures activités de mise en valeur.

4. **Constituer des capacités internes.** En 2009, la Société a embauché deux hauts dirigeants clés. L'un assume les fonctions de président et chef de la direction de la filiale canadienne et l'autre les fonctions de chef des finances de l'entreprise, poste qui était vacant en raison d'un départ à la retraite. En outre, la Société continue de consolider ses capacités techniques internes en embauchant de nouveaux experts en ingénierie du sous-sol, de même que des leaders dans le domaine de l'environnement. Ces nouveaux employés se joindront aux équipes d'exécution existantes à mesure qu'ils font progresser les premiers projets HTL^{MC} de la Société. Les équipes actuelles chargées des opérations en amont, constituées d'un certain nombre d'ingénieurs et de géologues possédant de l'expérience dans le domaine du pétrole lourd jumelées à une équipe de base formée d'ingénieurs et de géologues spécialistes du pétrole. L'équipe technique HTL^{MC}, établie à Houston, est formée d'ingénieurs d'expérience dans les domaines de l'affinage chimique, du raffinage du pétrole, de l'ingénierie et dans la mise en valeur et la gestion de la propriété intellectuelle. La Société prévoit continuer à pourvoir des postes clés à mesure que ses projets progresseront.
5. **Établir les relations nécessaires pour l'avenir.** La commercialisation des technologies de la Société exige une collaboration étroite avec les partenaires, les fournisseurs, les administrations des pays hôtes et les bailleurs de fonds.

PROPRIÉTÉS INTÉGRÉES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

Projet Tamarack

En juillet 2008, la Société a annoncé la conclusion de l'acquisition de la participation de 100 % que détenait Talisman Energy Canada (« **Talisman** ») dans deux concessions (les concessions 10 et 6) situées au cœur de la région des sables bitumineux de l'Athabasca, dans la province de l'Alberta, au Canada. La concession 10 est constituée de blocs contigus d'une superficie de 6 880 acres à environ 10 milles (16 km) au nord-est de Fort McMurray. La concession 6 est pour sa part constituée d'un petit bloc non délimité de 680 acres à un mille (1,6 km) au sud de la concession 10. Après la conclusion de l'acquisition, la concession 10 a été renommée « **projet Tamarack** » ou « **Tamarack** ».

Le projet Tamarack deviendra le site de mise en œuvre de la technologie exclusive de valorisation du pétrole lourd HTL^{MC} d'Ivanhoe Energy dans le cadre d'un grand projet d'exploitation intégrée de pétrole lourd. Le projet Tamarack est relativement bien délimité (quatre puits par section) et nous sommes d'avis qu'il recèle un réservoir de grande qualité et qu'il constitue un excellent candidat pour la mise en place du procédé SAGD de récupération par traitement thermique. La qualité supérieure de cet actif devrait se traduire par des coûts d'exploitation favorables et des rapports vapeur/pétrole (« **RVP** ») prometteurs grâce aux techniques de mise en valeur SAGD.

Les installations de traitement HTL^{MC} de la Société à Tamarack devraient éventuellement être en mesure de fonctionner à des rythmes de production d'environ 50 000 barils par jour sur une période d'environ 25 ans. La Société se propose d'intégrer des techniques de récupération par traitement thermique SAGD établies à son procédé de valorisation HTL^{MC} breveté pour produire et commercialiser un pétrole brut synthétique sulfureux léger.

La Société a entamé la planification d'un programme de mise en valeur du projet Tamarack en prévision de la présentation des demandes de permis pour un projet intégrant la technologie HTL^{MC}. En règle générale, les projets d'exploitation de sables bitumineux au moyen d'une méthode thermique, y compris le procédé SAGD, nécessitent une période de mise en valeur initiale, incluant notamment des travaux de délimitation, d'obtention des permis nécessaires et d'aménagement du terrain, suivie par la suite d'une période d'exploitation relativement stable s'échelonnant sur de nombreuses années.

Projet en Équateur

En octobre 2008, Ivanhoe Energy Ecuador Inc., une filiale en propriété exclusive indirecte, a signé avec les sociétés pétrolières nationales équatoriennes Petroecuador et Petroproduccion une entente d'exploration et de mise en valeur du champ de pétrole lourd Pungarayacu, qui fait partie du bloc 20, un secteur d'une superficie de quelque 426 milles carrés à environ 125 milles au sud-est de la capitale, Quito.

Aux termes de cette entente, Ivanhoe Energy Ecuador utilisera la technologie brevetée HTL^{MC} unique de la Société en plus de fournir une technologie pétrolière d'avant-grade, une expertise et des capitaux en vue de procéder à la mise en valeur, à l'exploitation et à la valorisation du pétrole lourd du champ Pungarayacu. Ivanhoe Energy Ecuador détient en outre un droit lui permettant d'effectuer des travaux d'exploration et d'évaluation de pétrole léger dans la région visée par l'entente et de mélanger celui qu'elle découvrira au pétrole lourd produit en vue de sa livraison à Petroproduccion.

L'entente d'une durée initiale de 30 ans comporte trois phases. Les deux premières phases porteront sur l'évaluation du potentiel de production du champ pétrolifère et des caractéristiques du pétrole brut qu'il recèle, ainsi que sur la construction d'une première installation de traitement HTL^{MC}. La troisième phase portera pour sa part sur le développement de l'ensemble du champ et

comprendra le forage de puits d'exploration et de développement additionnels. Une capacité de traitement HTL^{MC} complémentaire sera ajoutée selon les besoins en fonction de la production envisagée.

Au cours du premier semestre de 2009, la Société a entamé la phase d'approbation, qui comprend l'obtention des permis environnementaux. La Société a obtenu les approbations nécessaires et a procédé par la suite à la phase d'évaluation, qui consiste notamment à obtenir les permis de forage, à effectuer des levés sismiques et à réaliser des forages à des emplacements choisis. Notre analyse des données de carottage antérieures provenant du champ Pungarayacu donne à entendre que celui-ci pourrait receler du pétrole plus léger que le suintement de pétrole observé à la surface. Au cours de la campagne de forage réalisée il y a plus de 25 ans, les géologues sur place ont mentionné que le pétrole présent dans les carottes émettait des couleurs fluorescentes révélatrices de pétrole léger qui sont incompatibles avec celles du bitume. Cette coloration dans d'autres champs pétrolifères dans le monde signale habituellement la présence de pétrole plus léger. Nous ne pouvons le confirmer que lorsque nous analyserons les résultats de notre programme de forage et d'essai actuellement en cours.

Dans le but de recouvrer ses investissements et ses frais et de réaliser un profit, Ivanhoe Energy Ecuador recevra de Petroproduccion une somme de 37 \$ US par baril de pétrole produit et livré à Petroproduccion. Cette somme sera indexée (rajustée) pour tenir compte de l'inflation chaque trimestre à compter de la date de l'entente, en se fondant sur la moyenne pondérée d'un panier de trois indices des prix de production publiés par le gouvernement américain pour les produits de l'acier, l'équipement de raffinage et le matériel d'exploitation du pétrole et du gaz en amont.

PROPRIÉTÉS CONVENTIONNELLES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

Suivant la disposition de nos actifs de pétrole et de gaz américains en Californie et au Texas (se reporter à la note 19 des états financiers compris à la rubrique 8 du présent formulaire 10-K), les principales propriétés pétrolières et gazières de la Société sont situées dans les provinces du Hebei et du Sichuan en Chine. On trouvera ci-après une description de ces propriétés.

Le tableau suivant présente les quantités estimatives des réserves prouvées et de la production de nos propriétés.

Propriété	Emplacement	Production de 2009 (en Mbep)	Pourcentage de la production totale de 2009	Réserves prouvées au 31/12/2009 (en Mbep)	Pourcentage des réserves prouvées estimatives totales
Dagang	Province du Hebei, Chine	453	97 %	1 032	94 %
Autres	Chine	13	3 %	69	6 %
Total		466	100 %	1 101	100 %

Note : Voir la sous-rubrique « Renseignements supplémentaires au sujet des activités de production pétrolière et gazière (non vérifiés) », à la suite des notes complémentaires à nos états financiers consolidés présentés à la rubrique 8 du présent rapport annuel, pour plus de détails sur les réserves prouvées de pétrole et de gaz de la Société, la méthode d'estimation de ces réserves et la production par pays. Les estimations pour nos activités en Chine ont été préparées par le cabinet de consultants pétroliers indépendants GLJ Petroleum Consultants Ltd. Nous n'avons pas déposé ni inclus dans des rapports déposés auprès d'autres autorités fédérales américaines aucune estimation des réserves prouvées totales de pétrole brut ou de gaz naturel depuis le début du dernier exercice.

Contrôle interne de l'information concernant les réserves

Des évaluateurs indépendants préparent des estimations des réserves pour chaque propriété au moins une fois l'an et émettent un rapport sur celles-ci. Les estimations des réserves sont revues par notre conseiller principal en ingénierie (« CPI ») qui connaît les propriétés. Notre CPI cumule plus de 30 années d'expérience en tant que spécialiste/conseiller en étude de gisements, qu'il a acquise au sein de plusieurs sociétés pétrolières internationales. Les principales responsabilités liées à ses fonctions comprennent l'évaluation et la recommandation de configurations de puits et de stratégies de traitement à la vapeur, la conduite d'évaluations de la possibilité d'utiliser des méthodes de mise en valeur de gisements, la simulation de gisements, la gestion de gisements, la création et la mise en œuvre de stratégies d'épuisement, l'évaluation des réserves de gaz, la création et la mise en œuvre de programmes de développement de technologies associées aux gisements, l'évaluation du taux de récupération du recyclage du gaz et la création d'outils de surveillance et de programmes de gestion de gisements. Titulaire d'un baccalauréat en génie physique de l'Université de la Saskatchewan, au Canada, notre CPI est membre de l'Association of Professionals Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta, de la Society of Petroleum Engineers et de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole. Notre conseil d'administration examine les évaluations des réserves actuelles et l'information y afférente que les évaluateurs indépendants présentent dans leurs rapports sur les réserves en vue de recommander leur approbation. Notre conseil d'administration a approuvé les estimations des réserves et l'information complémentaire.

Note spéciale à l'intention des investisseurs canadiens

Ivanhoe est un émetteur assujéti inscrit auprès de la SEC des États-Unis et présente des rapports annuels sur formulaire 10-K. En conséquence, nos estimations de réserves et nos divulgations réglementaires sur les valeurs mobilières sont préparées conformément aux exigences de la SEC en la matière. En 2003, certaines autorités canadiennes de réglementation des valeurs mobilières ont adopté le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (« **Règlement 51-101** »), qui prévoit certaines normes que les entreprises canadiennes sont tenues de suivre pour la préparation et la divulgation des estimations des réserves et des renseignements connexes. Nous avons demandé et obtenu une dérogation à certaines exigences de divulgation du Règlement 51-101 fondée sur notre conformité aux exigences de divulgation de la SEC, lesquelles diffèrent pour certains aspects des exigences de divulgation standards prescrites du Règlement 51-101.

En 2008, en raison de l'entrée en vigueur des modifications au Règlement 51-101, nous avons dû demander de nouveau, et obtenir, des dérogations à certaines des nouvelles exigences du Règlement 51-101. Ces exemptions nous permettent d'utiliser les exigences de la SEC pour une grande partie de la divulgation annuelle requise par le Règlement 51-101 et de préparer nos estimations de réserves et les renseignements connexes selon les exigences de la SEC, les pratiques généralement acceptées dans l'industrie aux États-Unis et édictées par la Society of Petroleum Engineers, et les normes du Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « **Manuel COGE** ») modifiées pour tenir compte des exigences de la SEC.

Les réserves indiquées dans le présent rapport annuel représentent des réserves prouvées nettes calculées sur le prix moyen du premier jour du mois au cours de la période de 12 mois précédant la fin de l'exercice 2009 ainsi que sur la base de prix constants en fin d'exercice pour 2008 et 2007, selon les normes contenues dans les Règlements S-X et S-K de la SEC et dans l'Accounting Standards Codification 932 Extractive Activities - Oil and Gas (section 235-55), anciennement le Statement of Financial Accounting Standards No. 69, « *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities* ». Ces renseignements diffèrent des renseignements correspondants préparés conformément aux normes canadiennes en vertu du Règlement 51-101. Les principales différences entre les exigences actuelles de la SEC et celles du Règlement 51-101 sont les suivantes :

- les émetteurs assujettis inscrits auprès de la SEC appliquent les définitions des réserves de la SEC et préparent leurs estimations de réserves conformément aux exigences de la SEC et aux pratiques généralement acceptées dans l'industrie aux États-Unis, tandis que le Règlement 51-101 exige le respect des définitions et des normes édictées dans le manuel COGE;
- la SEC exige la divulgation des réserves prouvées calculées en utilisant uniquement le prix moyen du premier jour du mois au cours de la période précédente de 12 mois et les coûts réels, alors que le Règlement 51-101 exige la divulgation des réserves et des produits nets futurs connexes en utilisant les prix prévus, la divulgation additionnelle des réserves selon un prix constant étant facultative;
- la SEC exige seulement la divulgation des réserves par région géographique, tandis que le Règlement 51-101 exige la divulgation d'un plus grand nombre de catégories de réserves et de types de produits;
- la SEC laisse l'embauche d'un évaluateur de réserves qualifié et indépendant à l'appréciation du conseil d'administration de la Société, alors que le Règlement 51-101 exige des émetteurs qu'ils engagent de tels évaluateurs.

Les paragraphes ci-dessus constituent une description générale et non exhaustive des principales différences entre les exigences de la SEC et du Règlement 51-101 en matière de divulgation. Veuillez noter que les différences entre les exigences de la SEC et celles du Règlement 51-101 peuvent être significatives.

Chine

• Production et développement

Notre propriété productrice en Chine fait l'objet d'un contrat de partage de production sur une période de 30 ans avec la China National Petroleum Corporation (« **CNPC** »), couvrant une superficie brute de 10 255 acres divisée en trois blocs dans le champ pétrolifère de Kongnan à Dagang, dans la province du Hebei (le « **champ de Dagang** »). En vertu du contrat, nous avons financé à titre d'exploitant 100 % des coûts de développement en retour de 82 % des produits nets de la production pétrolière jusqu'à recouvrement des coûts. En date du 1^{er} septembre 2009, le projet a recouvré ses coûts et la participation de la CNPC est passée à 51 %, contre 49 % pour la Société. L'ensemble de notre participation dans le champ de Dagang reviendra à la CNPC à la fin de la phase de production de 20 ans du contrat ou si nous abandonnons le champ plus tôt.

En janvier 2004, nous avons négocié une cession d'intérêt et des accords d'exploitation conjointe avec Richfirst Holdings Limited (« **Richfirst** »), filiale de la China International Trust and Investment Corporation (« **CITIC** »), en vertu de laquelle Richfirst a payé 20 millions de dollars pour acquérir une participation de 40 % dans le champ pétrolifère après approbation par les autorités réglementaires chinoises, qui a été obtenue en juin 2004. L'accord de cession d'intérêt donne à Richfirst le droit de convertir sa participation directe dans le champ de Dagang en actions ordinaires de la Société, à tout moment dans les dix-huit mois suivant la fin

de l'accord de cession d'intérêt. Richfirst a choisi de convertir sa participation directe de 40 % dans le champ de Dagang et en février 2006, nous avons réacquis la participation directe de 40 % de Richfirst.

Entre 2001 et le dernier trimestre de 2006, aux termes du contrat de participation pétrolière, nous avons achevé la phase pilote, amorcé la phase de mise en valeur et conclu un accord avec la CNPC concernant un plan de développement modifié afin de réduire l'ampleur des travaux de mise en valeur à 44 puits (115 puits au départ). Les cinq derniers puits ont été forés et mis en production en 2007. Jusqu'à présent, 4 366 acres sur un total de 12 097 acres ont été abandonnées selon les modalités du contrat. La production commerciale a débuté le 1^{er} janvier 2009, tel que les parties en ont convenu suivant la conversion des deux autres puits afin d'y injecter de l'eau pour maintenir la pression. Aux termes des modalités du contrat, la Société est en mesure de récupérer de la CNPC sa part des coûts d'exploitation, qui se fondent actuellement sur une participation de 51 %.

Aucun nouveau puit de développement n'a été foré en 2009 ni en 2008. En 2009, nous avons stimulé six puits par fracturation, comparativement à 12 puits en 2008. Le taux de production brut à la fin de 2009 était de 1 660 b/j par rapport à 1 700 b/j à la fin de 2008 et à 1 900 b/j à la fin de 2007. À l'heure actuelle, nous vendons notre pétrole brut à un prix égal au prix moyen continu sur trois mois du pétrole brut de Cinta, qui historiquement se vend environ 3,00 \$ le baril de moins que le prix du West Texas Intermediate (« **WTI** »).

- **Exploration**

En novembre 2002, nous avons reçu l'approbation finale des autorités réglementaires chinoises pour un contrat de 30 ans de production partagée (le « **contrat Zitong** ») avec la CNPC pour le bloc de Zitong, qui couvre une superficie d'environ 900 000 acres dans le bassin du Sichuan. Dans le cadre du contrat Zitong, nous avons convenu de mener un programme d'exploration en deux phases sur le bloc de Zitong, chaque phase étant d'une durée de trois ans. La première période de trois ans a finalement été prolongée au 31 décembre 2007. Les parties participeront conjointement à la mise en valeur et à l'exploitation de tous les dépôts commercialement viables, avec des droits de production limités au maximum au moindre de 30 ans suivant la date du contrat Zitong ou de 20 ans de production continue. En 2006, nous avons conclu une cession d'intérêt de 10 % de notre participation directe dans le bloc de Zitong avec la société japonaise Mitsubishi Gas Chemical Company Inc. (« **Mitsubishi** ») pour 4,0 millions de dollars. La Société a achevé la première phase du contrat Zitong (la « **Phase I** »). Il s'agit notamment de retraiter environ 1 649 kilomètres de données sismiques 2-D existantes, d'acquérir environ 705 kilomètres de nouvelles données sismiques 2-D et d'interpréter ces données. Ces travaux ont été suivis de deux puits de forage, d'une longueur cumulée de 22 293 pieds. Les deux puits ont croisé les réservoirs prévus et le gaz a été testé dans le deuxième puits, mais aucun des deux puits n'a fourni de débits commercialement viables et les travaux sur les deux puits ont été suspendus. La Société pourrait éventuellement les rouvrir pour des travaux de stimulation ou de forage directionnel.

En décembre 2007, la Société et Mitsubishi (les « **partenaires de Zitong** ») ont décidé d'entreprendre la phase suivante d'exploration sur trois ans (la « **Phase II** »). En choisissant de participer à la Phase II, les partenaires de Zitong doivent renoncer à 30 %, plus ou moins 5 %, de la superficie du bloc de Zitong et réaliser un programme minimal de travaux comportant l'acquisition d'environ 200 milles de nouveaux profils sismiques et d'environ 23 700 pieds de forage (y compris le manque à gagner de la Phase I), avec des dépenses minimales totales brutes pour le programme estimées à 23,1 millions de dollars. Le programme d'acquisition de lignes sismiques de la Phase II avait été réalisé au cours du programme d'exploration de la Phase I. Les partenaires de Zitong ne prévoient pas acquérir de nouvelles données sismiques au cours de la Phase II et ont abandonné 15 % de la superficie du bloc en 2008 et 10 % de plus en 2009 afin de satisfaire à l'obligation de renonciation de la Phase I. Les partenaires de Zitong ont retenu les services de Sichuan Geophysical Company afin qu'elle mène un examen complet des données sismiques acquises jusqu'à présent sur le bloc dans le but de choisir deux lieux de forage de la Phase II. Le début des travaux de forage est prévu au deuxième trimestre de 2010 et la fin des forages, des travaux d'achèvement des puits et de l'évaluation de cette zone d'intérêt à la fin de 2010. Les partenaires de Zitong doivent réaliser le programme minimal de travaux, sinon ils seront tenus de verser à la CNPC l'équivalent, en espèces, du manque à gagner dans le programme de travaux pour cette phase d'exploration. Après l'achèvement de la Phase II, les partenaires de Zitong doivent renoncer à tout le reste de la propriété, sauf les zones désignées pour la mise en valeur et la production future. Advenant une découverte, les partenaires de Zitong croient qu'il pourrait être possible de négocier un engagement définitif pour l'exploration et entamer une phase de mise en valeur continue dans le cadre d'une de la Phase III et de réduire la superficie des terres à abandonner à l'heure actuelle.

Mongolie

- **Exploration**

En novembre 2009, dans le cadre d'une fusion avec PanAsian Petroleum Inc., une société fermée, la Société a acquis un contrat de partage de la production (le « **contrat Nyalga** ») visant le bloc XVI à Nyalga, en Mongolie. Ce bloc d'une superficie d'environ 4,2 millions d'acres dans les provinces de Khenti et Tov confère à la Société des droits exclusifs pour y explorer, mettre en valeur et produire du pétrole et du gaz.

La période d'exploration est d'une durée de cinq ans et est divisée en trois phases, soit une de deux ans, une de un an et une de deux ans respectivement, et il est possible d'obtenir une période de prolongement de deux ans suivant la Phase I ou la Phase II. Les engagements de travaux minimaux sont de 2,7 millions de dollars pour la Phase I, de 1,0 million de dollars pour la Phase II et de 2,5 millions de dollars pour la Phase III. Advenant qu'au cours d'une année, le montant minimal est dépensé, l'excédant peut être affecté à la réduction des dépenses minimales pour l'année suivante de cette phase. Dans le cadre des levés sismiques initiaux, le gouvernement de la Mongolie a désigné une portion du bloc, représentant environ 16 % de la superficie totale comme étant un site historique et les travaux effectués dans cette portion, soit la zone Delgerkhaan, ont été suspendus. En mai 2008, la Société a reçu une lettre de la Mineral Resources and Petroleum Authority of Mongolia (la « **MRPAM** ») lui annonçant que les obligations aux termes de la première année de la Phase I seraient prolongées pour une année supplémentaire à compter du moment où la Société serait autorisée à reprendre les travaux en suspens dans la zone. À ce jour, l'accès à cette zone n'est toujours pas autorisé et les discussions avec la MRPAM sont toujours en cours. Les données sismiques obtenues dans le cadre de levés antérieurs ont largement satisfait l'obligation pour l'année. La Société prévoit procéder à des levés sismiques bidimensionnels au cours du premier trimestre de 2010, traiter et interpréter les résultats et démarrer le forage d'un premier puits d'exploration au cours du dernier trimestre de 2010.

DÉVELOPPEMENT DES AFFAIRES ET DES TECHNOLOGIES

Valorisation du pétrole lourd en pétrole léger

- **Licence et brevets du procédé RTP^{MC}**

En avril 2005, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Ensyn Group, Inc. (« **Ensyn** ») et, de ce fait, une licence exclusive et irrévocable d'utilisation de son procédé RTP^{MC} pour toutes les applications sauf celles liées à la biomasse. Depuis que Ivanhoe a acquis la technologie HTL^{MC}, elle continue d'étendre sa protection par brevet aux innovations qu'elle y a apportées et d'élargir considérablement son portefeuille de propriété intellectuelle lié à cette technologie. Aux États-Unis, Ivanhoe est bénéficiaire de trois brevets américains et a déposé trois autres demandes de brevet américain. Ivanhoe a également déposé plusieurs demandes de brevet dans bon nombre d'autres pays. En outre, Ivanhoe détient des licences exclusives et irrévocables pour les brevets, les demandes de brevet et la technologie associés au processus de transformation thermique rapide du pétrole.

- **Installation de démonstration commerciale**

En 2004, Ensyn a construit une installation de démonstration commerciale (« **IDC** ») destinée à confirmer les résultats des essais pilotes antérieurs sur une plus grande échelle et à tester certaines options de traitement. Cette installation, acquise par la Société dans le cadre de la fusion avec Ensyn, a été construite au champ pétrolifère de Belridge, un important champ de pétrole lourd appartenant à Aera. En mars 2005, les premiers essais en fonctionnement de l'IDC ont été réalisés avec succès et leurs résultats vérifiés par deux grandes sociétés de génie-conseil indépendantes. Ceux-ci ont montré que l'IDC avait une capacité de traitement globale d'environ 1 000 barils par jour de pétrole lourd brut provenant des champs de Belridge, en Californie, ainsi qu'une capacité en partie chaude de 300 barils par jour.

Des progrès techniques ont été réalisés au cours de deux importants essais de fonctionnement en continu de l'IDC effectués en 2007 : d'une part, on a établi une configuration de haute qualité sur les fonds de tour de fractionnement de pétrole lourd de Belridge (« **FTF** ») et d'autre part, on a réalisé avec succès un essai crucial de traitement de bitume de l'Athabasca dans le cadre d'une entente de développement technologique de longue date avec ConocoPhillips Canada Resources Corp. Ces deux essais clés représentent la pierre angulaire du programme d'essai de l'IDC, dont les principaux objectifs techniques sont désormais remplis. Le programme d'essai avait pour but 1) de confirmer les résultats de traitement clés obtenus dans une installation pilote d'Ensyn avec du pétrole lourd et du bitume qui forment la base de la propriété intellectuelle de la technologie HTL^{MC}, et 2) de fournir suffisamment de données pour concevoir et construire des installations commerciales HTL^{MC}.

L'essai à l'IDC avec du bitume de l'Athabasca a procuré d'importantes données techniques pour la conception d'installations HTL^{MC} pleine grandeur. Cet essai ainsi que des données d'autres essais ont permis de mettre en corrélation le rendement de l'IDC avec les essais antérieurs effectués avec l'installation pilote à échelle réduite et de valider les hypothèses posées dans les modèles économiques établis par Ivanhoe Energy.

Ivanhoe Energy s'affaire actuellement à mettre cette installation hors service et prévoit la fermer définitivement vers la fin du deuxième trimestre de 2010. Tous les tests futurs seront effectués à l'installation d'essai de charge d'alimentation.

- **Installation d'essai de charge d'alimentation**

En 2008, la Société a débuté la construction de l'installation d'essai de charge d'alimentation (l'« **IECA** »), qui est entrée en service en mars 2009. Ivanhoe utilise l'installation d'essai HTL^{MC} de pointe pour appuyer les études techniques détaillées et la conception des installations commerciales de traitement HTL^{MC} pour le projet Tamarack en Alberta, au Canada, et le projet Pungarayacu en Équateur,

ainsi que pour effectuer des essais sur des pétroles bruts associés aux autres projets HTL^{MC}. L'IECA a été aménagée au Southwest Research Institute (le « SwRI ») de San Antonio, au Texas. Le SwRI est un centre technologique de renommée mondiale qui exploite des installations d'essai pour de nombreuses sociétés pétrolières de premier rang, de même que pour d'autres organismes de haute technologie telles que la NASA, le ministère de l'Énergie et le ministère de la Défense. L'IECA est une petite installation HTL^{MC} (10-15 b/j) de pointe hautement adaptable qui permet à ses partenaires actuels et éventuels d'effectuer un tri plus rentable de la charge d'alimentation de pétrole brut, en volumes plus petits et à coûts moindres que dans le cas de l'IDC (voir ci-dessous). À mesure que progressera notre technologie, cette installation deviendra partie intégrante de notre stratégie d'optimisation post-commercialisation de nos produits et de nos procédés. L'IECA fournira des données additionnelles et appuiera le processus technique détaillé une fois que le premier emplacement commercial ciblé aura été établi. L'IECA sera également une composante dans la subvention des besoins des opérations commerciales de la Société.

Développement commercial

La Société recherche à l'échelle mondiale des occasions de développement commercial de la technologie HTL^{MC} mettant l'accent sur la création de valeur provenant des ressources délaissées ou des ressources considérées trop petites pour être économiquement rentables au moyen d'autres technologies. Dans le cadre de cette stratégie visant à se concentrer sur les ressources délaissées, la Société a, par le passé, entrepris des projets au moyen d'une licence maîtresse d'utilisation non exclusive d'une technologie GTL appartenant à Syntroleum qui permet de convertir le gaz naturel en carburants de transport ultrapropres et en d'autres produits pétroliers synthétiques dans le cadre d'innombrables projets, sans limite de production. La licence maîtresse de la Société expire au plus tard en avril 2015 ou cinq ans à compter de la date de prise d'effet de la dernière licence d'utilisation de site octroyée à la Société par Syntroleum. Aucune licence de site n'a été accordée jusqu'à présent. Ces deux technologies ont formé la base des activités de prospection de la Société au Moyen-Orient. Bien que des discussions avec plusieurs gouvernements ont progressé jusqu'à une étape avancée, aucune entente définitive n'a été signée. La Société continue activement de rechercher des occasions d'affaires au Moyen-Orient.

CERTAINS FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LES ACTIVITÉS

Concurrence

L'industrie pétrolière et gazière fait face à une forte concurrence. Notre position dans ce secteur, y compris dans le domaine de la recherche et de la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement, est particulièrement concurrentielle. Parmi nos concurrents figurent de grandes, de moyennes et de petites sociétés pétrolières et gazières ainsi que des producteurs et des exploitants autonomes, dont bon nombre possèdent des ressources humaines et financières beaucoup plus considérables et une infrastructure plus développée et plus importante que celles dont nous disposons. Nos principaux concurrents peuvent, grâce à leur taille et à leur capacité financière relative, accéder plus facilement que nous aux marchés financiers et peuvent profiter d'un avantage concurrentiel pour le recrutement de personnel compétent. Il est également possible qu'ils s'adaptent plus facilement que nous aux modifications législatives et réglementaires mises en œuvre dans les territoires où nous exerçons nos activités, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre position concurrentielle. Nos compétiteurs pourraient avoir la capacité financière de verser une contrepartie plus élevée que ce que nous offririons pour l'achat de biens pétroliers et gaziers ou être en mesure de saisir davantage d'occasions, de les évaluer, de présenter une offre et d'acquérir un plus grand nombre de biens que nous. En outre, ces sociétés pourraient présenter des avantages technologiques et être en mesure d'adopter plus rapidement que nous les nouvelles technologies. Notre capacité à acquérir des biens supplémentaires dans l'avenir sera tributaire de notre capacité d'exercer efficacement nos activités, d'évaluer et de choisir les biens appropriés, d'adopter les technologies de pointe, et de réaliser des opérations dans un contexte extrêmement concurrentiel. L'industrie pétrolière et gazière est également en concurrence avec d'autres secteurs d'approvisionnement en électricité et en carburant ou autres secteurs de la consommation.

Réglementation environnementale

Nos activités conventionnelles de production de pétrole et de gaz et nos activités liées à la technologie HTL^{MC} sont assujetties à diverses lois et divers règlements gouvernementaux en matière de protection de l'environnement dans les pays où nous exerçons nos activités. À notre avis, nos activités sont conformes, à tous les égards importants, aux lois applicables en matière d'environnement.

La législation environnementale impose, entre autres choses, des restrictions et des obligations en ce qui concerne la production, la manutention, le stockage, le transport, le traitement et l'élimination des substances et des déchets dangereux, et en ce qui concerne les déversements, les rejets et les émissions de diverses substances dans l'environnement. De même, la réglementation de l'environnement est imposée sur la qualité et la composition des produits vendus et importés. La législation environnementale exige également que les puits, les sites où se trouvent des installations et les autres propriétés associées à nos activités soient exploités, maintenus, abandonnés et remis en état à la satisfaction des autorités réglementaires applicables. En outre, certains types d'activités, y compris les projets d'exploration et de mise en valeur et les modifications importantes à certains projets existants, peuvent nécessiter que l'on soumette et fasse approuver des études d'impact environnemental. La conformité à la législation environnementale peut nécessiter des dépenses importantes et la non-conformité à la législation environnementale peut entraîner l'imposition d'amendes et de

pénalités ainsi que des coûts liés au nettoyage et aux dommages. Nous prévoyons que les changements apportés à la législation environnementale peuvent notamment exiger des réductions des émissions atmosphériques produites par nos activités et entraîner une augmentation des dépenses en immobilisation.

Les activités exercées au Canada sont régies par une réglementation exhaustive de compétence fédérale, provinciale et municipale. La Société prépare actuellement une demande détaillée en matière de réglementation et une étude d'impact environnemental aux fins de soumission auprès de l'Alberta Energy Resources Conservation Board et d'Alberta Environment. En outre, la Société sera tenue d'obtenir de nombreuses approbations connexes avant de débiter ses activités et sera assujettie à des exigences continues en matière de surveillance et de vérification environnementale.

En avril 2007, le gouvernement du Canada a annoncé son intention de présenter une série de règlements visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques d'installations industrielles importantes au Canada; toutefois, les détails de ces règlements n'ont pas été finalisés. À l'automne 2009, le gouvernement a également déclaré son intention d'aligner la politique canadienne sur celle des États-Unis à ce sujet, quoique encore ici, il ne s'agisse encore que d'un projet. Par conséquent, il est prématuré de tenter d'en évaluer l'impact sur notre société. Nous continuerons de surveiller l'évolution des exigences juridiques dans ce domaine.

Dans la province de l'Alberta, les règlements qui régissent les gaz à effet de serre produits par de grandes installations industrielles sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2007. Ces règlements concernent les installations industrielles qui émettent plus de 100 000 tonnes (équivalent-CO₂) d'émissions de gaz à effet de serre annuellement et exigent qu'elles réduisent de 12 % leurs émissions de gaz à effet de serre par unité de production par rapport au niveau d'intensité moyen annuel de chaque installation pendant la période de 2003 à 2005. Les mesures de conformité permises comprennent la participation à un système d'échange de droits d'émission de l'Alberta ou le paiement d'une indemnité (à un taux de 15 \$ par tonne d'émissions excédentaires) au Climate Change and Emissions Management Fund de l'Alberta. L'impact de ces règlements sur les activités globales de la Société n'a pas été important.

La Chine et l'Équateur continuent d'élaborer et d'établir des règlements et des normes plus strictes en matière de protection de l'environnement applicables à l'échelle nationale dans divers secteurs d'activité. Les gouvernements provinciaux et locaux surveillent actuellement certains projets en fonction des normes approuvées et édictées dans l'énoncé sur les répercussions environnementales qui a été préparé pour les projets particuliers.

Provisions environnementales

Au 31 décembre 2009, une provision de 0,2 M\$ a été constituée pour l'enlèvement de l'IECA et une provision de 0,8 M\$ a été constituée pour l'enlèvement de l'installation de démonstration commerciale et la restauration du site d'Aera occupé par celle-ci. Le coût futur des obligations liées à l'IECA et à cette installation de démonstration commerciale est estimé à 0,5 M\$ et à 0,8 M\$, respectivement. Nous ne constituons pas de telles provisions à l'égard de nos activités pétrolières et gazières en Chine, puisque nous ne sommes pas tenus de contribuer au coût futur lié à l'abandon du champ et à la restauration des lieux.

Réglementation gouvernementale

Nos activités sont assujetties à certaines lois et certains règlements des gouvernements locaux, étatiques ou provinciaux et fédéraux des régions dans lesquelles nous exerçons nos activités et qui régissent les activités d'exploration, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel, ainsi que les questions environnementales et de sécurité. Par ailleurs, le gouvernement chinois réglemente divers aspects des activités exercées par les sociétés étrangères en Chine. La plupart de ces lois et règlements en vigueur aux États-Unis, au Canada, en Équateur et en Chine sont plus contraignantes depuis quelques années, imposant souvent une plus grande responsabilité à un plus grand nombre de parties potentiellement responsables. Étant donné que les dispositions de ces lois et règlements font fréquemment l'objet de modifications, nous ne pouvons prévoir le coût total de notre conformité.

EMPLOYÉS

Au 31 décembre 2009, nous comptons 169 employés et consultants actifs. Aucun de nos employés n'est syndiqué.

PRODUCTION, Puits ET RENSEIGNEMENTS CONNEXES

Voir la sous-rubrique « Renseignements supplémentaires au sujet des activités de production pétrolière et gazière (non vérifiés) », à la suite des notes complémentaires à nos états financiers consolidés présentés à la rubrique 8 du présent rapport annuel, pour plus de renseignements sur nos activités de production de pétrole et de gaz.

Le tableau suivant présente, pour chacun des trois derniers exercices, nos prix de vente moyens et nos coûts d'exploitation moyens par unité de production, déduction faite des redevances sur nos participations. Les coûts d'exploitation moyens comprennent les coûts d'extraction (qui comprennent la taxe sur les bénéfices exceptionnels), mais excluent l'amortissement et la provision pour épuisement, les impôts sur les bénéfices, les intérêts et les frais administratifs et de vente.

	Prix de vente moyen			Coûts d'exploitation moyens		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Pétrole brut et gaz naturel (\$/bep)						
Chine	53,60 \$	98,73 \$	64,86 \$	21,88 \$	43,92 \$	26,88 \$

Le tableau suivant présente le nombre de puits en production (aussi bien les puits producteurs que les puits mécaniquement susceptibles de produire) dans lesquels nous détenions une participation directe à la fin de chacun des trois derniers exercices. Les puits bruts représentent le nombre total de puits dans lesquels nous possédions une participation directe et les puits nets représentent la somme des fractions de participation directe que nous détenons dans des puits bruts. Tous nos puits ont de multiples complétions dans différentes zones, mais toutes les complétions d'un puits sont réalisées dans le même trou de forage.

	2009				2008				2007			
	Puits de pétrole		Puits de gaz		Puits de pétrole		Puits de gaz		Puits de pétrole		Puits de gaz	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Chine	44	21,6 ⁽¹⁾	-	-	44	36,1	-	-	44	36,1	-	-

(1) Les puits nets ont été réduits à 49 % après que notre participation directe ait diminué lorsque que nous avons atteint la « récupération des coûts ».

Le tableau suivant présente, pour chacun des trois derniers exercices, notre participation au forage de puits de gaz naturel et de pétrole brut nets.

Exploration

	Puits en production						Puits secs					
	2009		2008		2007		2009		2008		2007	
	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz
Chine	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9

Mise en valeur

	Puits en production						Puits secs					
	2009		2008		2007		2009		2008		2007	
	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz	Pét.	Gaz
Chine	-	-	-	-	4,1	-	-	-	-	-	-	-

Puits en cours

En ce qui a trait à nos activités en Chine, nous avions en date du 31 décembre 2009 2,0 puits nets (4 puits bruts) (3,3 puits nets et 4 puits bruts en 2008 et 3,3 puits nets et 4 puits bruts en 2007) en cours de forage ou dont le forage était suspendu.

Superficies

Le tableau suivant présente les superficies pétrolières et gazières mises en valeur et non mises en valeur dans lesquelles nous détenions une participation au 31 décembre 2009. Les superficies brutes incluent les participations de tiers et les superficies nettes les excluent.

	Superficie mise en valeur (en acres)		Superficie non mise en valeur (en acres)	
	Brute	Nette	Brute	Nette
Canada	-	-	7 520	7 520
Équateur	-	-	272 639	272 639

	Superficie mise en valeur (en acres)		Superficie non mise en valeur (en acres)	
	Brute	Nette	Brute	Nette
Chine ⁽¹⁾	1 490	730	664 348	595 355
Mongolie	-	-	4 161 422	4 161 422

(1) La superficie mise en valeur indiquée pour nos propriétés en Chine porte uniquement sur les parties du champ pétrolifère couvertes par nos activités de production. Elle n'inclut pas les parties précédemment mises en valeur par CNPC.

Notes :

La concession de Tamarack au Canada prend fin en octobre 2016, mais Ivanhoe a suffisamment de densité de forage pour que l'Alberta Department of Energy lui accorde un prolongement de un an avant l'expiration ou, si elle survient plus tôt, à la mise en production. Bien que nous prévoyions entrer en phase de production en 2013, si le projet devait être reporté, nous prévoyons demander ce prolongement avant que la concession n'expire.

Notre contrat en Équateur visant la mise en valeur du bloc 20 se divise en trois phases : la phase d'évaluation, la phase pilote et la phase d'exploitation. Aux termes des modalités du contrat, à la fin de la phase d'évaluation, nous sommes tenus de déclarer (i) que nous croyons que la portion du bloc évaluée peut être commercialisée et (ii) que nous entrerons dans la phase pilote. Cet engagement se limite à la phase pilote qui consiste en une installation HTL et l'atteinte d'une capacité de production stabilisée à environ 30 000 bp/j. Advenant qu'à la fin de la phase pilote, nous choisissons d'amorcer une phase de mise en valeur, nous déclarerons le caractère commercial de l'ensemble du terrain et présenterons un plan de mise en valeur du terrain. Nous avons toutefois le droit de ne mettre en valeur que la partie du terrain associée à la phase pilote et de renoncer au reste du bloc.

Les deux conventions de partage de la production conclues avec la Chine expirent en 2027 et en 2032. Se reporter également à la note 7 des états financiers joints à la rubrique 8 du présent formulaire 10-K.

Le contrat de partage de l'exploitation conclu avec la Mongolie est d'une durée de cinq ans et nous n'en sommes actuellement qu'à la première année.

RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE

La Société est assujettie à un certain nombre de risques découlant de la nature de ses activités, de sa dépendance à l'égard de stratégies qui font appel à des technologies non encore éprouvées à l'échelle commerciale, de l'état de son développement et des pays où elle exerce ses activités. Certains des énoncés décrits ci-dessous sont des énoncés de nature prospective et comportent des risques et des incertitudes. Veuillez vous reporter à la rubrique « Mention spéciale concernant les énoncés prospectifs » à la page 4 du présent formulaire 10-K. Nos résultats actuels peuvent différer sensiblement de ceux prévus dans ces énoncés prospectifs.

Il se peut que nous ne puissions combler nos besoins importants en capitaux

Notre entreprise nécessite des capitaux considérables et l'avancement de nos projets de mise en valeur mettant à contribution la technologie HTL^{MC} au Canada et en Équateur exigera des investissements appréciables pour les activités de mise en valeur. Nos projets d'exploration en Chine et en Mongolie nécessiteront également des investissements considérables afin de pouvoir progresser de la manière prévue. Puisque les produits que nous tirons de nos activités en cours ne suffisent pas pour financer les immobilisations requises pour réaliser nos projets de mise en œuvre de la technologie HTL^{MC} et exercer nos activités d'exploration prévues en Chine et en Mongolie, nous devons compter sur des sources de financement externes pour combler nos besoins en capitaux. Historiquement, nous avons surtout eu recours au financement par actions pour financer nos projets et avons réalisé une importante opération de financement par actions au cours du premier trimestre de 2010. Il est probable qu'à l'avenir, nous aurons besoin de financement supplémentaire provenant de sources externes. Les principaux facteurs qui pourraient influencer sur notre capacité à obtenir du financement auprès de sources externes comprennent l'incapacité d'attirer des investisseurs stratégiques pour nos projets selon des modalités acceptables, la volatilité des marchés des actions et de la dette et un déclin soutenu du cours de nos actions ordinaires. À défaut de pouvoir obtenir le financement requis, nous pourrions devoir abandonner ou retarder des projets d'acquisition et de mise en valeur. Il se peut également que nous ne puissions respecter nos engagements de financement courants pris auprès de tiers et que nous soyons contraints d'abandonner ou de diluer nos droits de participation dans des projets de pétrole et de gaz en cours. Par ailleurs, étant donné que nous exerçons nos activités depuis relativement peu de temps, cela peut rendre quelque peu difficile l'obtention de financement.

Notre capacité de poursuivre nos activités dans l'avenir pourrait être touchée de manière défavorable si des sources de financement adéquates ne sont pas accessibles

Nos états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada applicables à la continuité de l'exploitation, qui supposent que nous poursuivrons nos activités dans un avenir prévisible et serons en mesure de réaliser nos actifs et de nous acquitter de nos obligations et engagements dans le cours normal de nos activités. Par le passé, nous avons subi des pertes et nous prévoyons engager des dépenses substantielles afin de poursuivre nos programmes de mise en valeur des immobilisations. Notre flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ne suffiront pas pour respecter nos obligations actuelles et répondre aux exigences de nos programmes de dépenses en immobilisations. La poursuite de nos activités dépend de notre capacité à obtenir du capital afin de respecter nos obligations, de conserver notre participation dans nos projets actuels et de remplir nos obligations qui seront liées à des projets futurs. Nous prévoyons financer les paiements futurs requis pour nos projets d'investissement en combinant le recours à des investisseurs stratégiques et/ou aux marchés des capitaux ou des marchés des actions classiques, que ce soit au niveau de la société mère ou du projet. Il se peut que les marchés des capitaux ou des actions ne seront pas accessibles à l'heure actuelle ou dans un avenir prévisible et, par conséquent, nous ne pouvons prédire avec certitude en ce moment

quelle sera notre capacité à obtenir du financement. Sans l'accès à du financement, il se pourrait que nous ne soyons pas en mesure de poursuivre nos activités.

Nous avons des obligations financières fixes et conditionnelles envers Talisman Energy

Nous avons envers Talisman Energy certaines obligations financières fixes et conditionnelles liées à notre acquisition, en 2008, des concessions pétrolières de l'Athabasca auprès de Talisman Energy. Ces obligations comprennent un billet à ordre convertible de 40 000 000 \$ CA qui, à moins d'être converti en actions ordinaires d'Ivanhoe, devient exigible en juillet 2011, ainsi qu'un paiement conditionnel pouvant atteindre 15 000 000 \$ CA qui sera exigible si les approbations gouvernementales et les autres approbations nécessaires sont obtenues en vue de développer la frontière nord des concessions pétrolières de l'Athabasca. Tout comme dans le cas du financement de nos dépenses en immobilisations prévues, nous entendons acquitter ces paiements futurs au moyen de financements par emprunts et par actions, d'arrangements avec des tiers, à l'échelle de la société mère Ivanhoe, de ses filiales ou de ses projets, ou de la vente d'actifs. Rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir un tel financement ni, le cas échéant, à des conditions favorables; par ailleurs, toute émission future de titres de participation risque de diluer la participation des investisseurs. À défaut d'obtenir un tel financement additionnel, nous pourrions ne pas être en mesure de respecter nos obligations envers Talisman Energy, qui sont garanties par une charge fixe et une sûreté de premier rang en faveur de Talisman sur les concessions pétrolières de l'Athabasca, ainsi que par une sûreté générale grevant toutes nos propriétés actuelles et futures, autres que les actions que nous détenons dans nos filiales. Advenant un défaut de cette nature, Talisman Energy pourrait saisir les biens visés par ces sûretés, y compris les concessions.

Nos projets intégrant la technologie HTL^{MC} au Canada et en Équateur sont aux tout premiers stades de développement

Nos projets intégrant la technologie HTL^{MC} au Canada et en Équateur en sont à divers stades de développement. Bien que nous ayons réalisé une quantité importante de travaux d'ingénierie pour ces projets, nous prévoyons tabler sur nos concessions pétrolières de l'Athabasca au Canada, et d'autres travaux d'ingénierie seront requis avant que nous puissions mettre en œuvre le processus de demande des approbations réglementaires requises pour passer à la prochaine étape du processus de mise en valeur. Notre projet d'exploitation du bloc 20 en Équateur est actuellement au tout début de l'étape de mise en valeur et, par conséquent, aucune étude de faisabilité ou d'ingénierie détaillée n'y a encore été faite. Rien ne garantit que l'un de ces projets ou que ces projets seront menés à terme ni qu'ils le seront selon l'échéancier ou dans les paramètres fixés à l'égard des dépenses en immobilisations. Nous n'avons pas encore établi de calendrier détaillé pour le financement et la mise en valeur intégrale de ces projets. Nos efforts en vue de poursuivre la mise en valeur pourraient subir des retards, des interruptions de travaux ou des hausses de coûts attribuables à divers facteurs imprévus, notamment des pannes ou des défaillances d'équipement ou de procédés, un rendement inférieur au débit de production ou à l'efficacité escomptés, des erreurs de conception, les défis associés à la technologie brevetée, des erreurs commises par des entrepreneurs ou des exploitants, le non-respect par des tiers de leurs engagements, des conflits de travail, des interruptions ou des baisses de production, des augmentations du coût des matériaux ou de la main-d'œuvre, l'incapacité d'attirer suffisamment de travailleurs qualifiés, des retards dans l'obtention des approbations réglementaires ou les conditions imposées par celles-ci, une violation des conditions des permis, des interruptions dans l'approvisionnement en énergie et des événements catastrophiques tels qu'un incendie, un tremblement de terre, une tempête ou une explosion.

L'exploration et le développement de gisements de pétrole lourd comportent des risques d'exploitation accrus

L'exploration et la mise en valeur des sables bitumineux et du pétrole lourd sont des activités où la concurrence est très forte et qui comportent de nombreux risques que même l'expérience, les connaissances et les évaluations prudentes ne peuvent être en mesure de surmonter. Comme pour toute autre propriété pétrolière, rien ne garantit que nous serons en mesure de produire du pétrole en quantité commercialement exploitable. En outre, la viabilité et la facilité d'écoulement de la production provenant de nos propriétés peuvent être touchées par des facteurs et des circonstances qui échappent à notre contrôle, de même que par les fluctuations des prix du pétrole sur le marché, la proximité et la capacité des oléoducs et du matériel de transformation, les réseaux de transport et de distribution d'électricité, les ententes relatives au transport, la disponibilité de l'équipement et la réglementation gouvernementale (notamment la réglementation à l'égard des prix, des charges fiscales, des redevances, du régime foncier, de la production permise, de l'importation et de l'exportation de pétrole et de gaz et de la protection de l'environnement). La portée de certains ou de l'ensemble de ces facteurs ne peut être prévue avec précision. Si nos projets d'installations de traitement HTL^{MC} proposés au Canada et en Équateur sont mis de l'avant et deviennent opérationnels, rien ne garantit que celles-ci atteindront une production spécifique ou respecteront une structure de coût déterminée, ni même que leur production ne sera pas totalement interrompue dans certaines circonstances. Étant donné que les coûts de production du pétrole provenant des sables bitumineux et des champs de pétrole lourd sont considérablement plus élevés que les frais de production du pétrole brut classique, une augmentation de ces frais peut faire en sorte que le développement et l'exploitation de ces projets deviennent non rentables. De plus, il est possible que des faits nouveaux, notamment un resserrement des lois ou des règlements sur l'environnement ou la sécurité et l'application des politiques à cet égard, ainsi que la présentation de réclamations pour dommages matériels ou préjudices corporels en raison de l'exploitation, puissent entraîner une augmentation des coûts et des obligations financières ou des délais dans la réalisation d'un projet proposé, l'impossibilité de le mener à terme ou encore son abandon.

Les techniques SAGD pour la récupération in situ de pétrole lourd et de bitume consomment beaucoup d'énergie et pourraient ne pas être viables

Les techniques actuelles SAGD pour la récupération in situ de pétrole lourd et de bitume consomment beaucoup d'énergie, d'où une forte consommation de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire la vapeur utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur nécessaire au procédé de production peut également varier et avoir une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut en outre influencer sur le calendrier et les niveaux de production au moyen de cette technologie. Même si plusieurs producteurs utilisent maintenant cette technologie, son utilisation commerciale est encore récente comparativement à d'autres méthodes de production et, par conséquent, étant donné l'absence de données antérieures d'exploitation, rien ne saurait garantir la viabilité des activités de SAGD.

Nous pourrions ne pas réussir à commercialiser notre technologie et il se peut que nous ne puissions jamais construire ou exploiter avec succès des installations HTLMC de production commerciale qui mettent à contribution notre technologie

Nous nous proposons d'intégrer nos techniques établies de récupération par traitement thermique au moyen du procédé SAGD à notre procédé de valorisation HTL^{MC} breveté. La récupération du pétrole lourd au moyen du procédé SAGD comporte toutefois des incertitudes de nature technique et financière. Pour l'heure, aucune installation HTL^{MC} de production commerciale faisant appel à notre technologie n'a été construite et il se peut que nous ne puissions jamais en construire une. D'autres développeurs de procédés de valorisation du pétrole lourd peuvent disposer de ressources financières nettement plus importantes qu'ils pourraient mettre à profit pour obtenir un avantage concurrentiel. Le succès de la commercialisation de notre technologie HTL^{MC} repose sur notre capacité à concevoir, à construire et à exploiter de manière rentable des installations de production commerciale, ainsi que sur un certain nombre d'autres facteurs sur nombre desquels nous n'avons aucune emprise. À l'heure actuelle, nous ne disposons pas des ressources voulues pour gérer les aspects du financement, de la conception, de la construction ou de l'exploitation d'une installation HTL^{MC} de production commerciale et il se peut que nous ne soyons jamais en mesure de le faire.

Un manquement aux devoirs de confidentialité pourrait nous exposer au risque lié à la concurrence et serait susceptible de nuire à notre entreprise

Nous concluons régulièrement des conventions de confidentialité avec des tiers afin de faciliter les discussions concernant d'éventuelles relations d'affaires au moyen d'échange de renseignements confidentiels. Le fait pour un tiers de manquer à ses devoirs de confidentialité serait susceptible de nous exposer au risque lié à la concurrence et causer un dommage important à notre entreprise si ces renseignements d'exploitation confidentiels ou protégés par des droits de propriété intellectuelle exclusifs étaient communiqués de façon irrégulière. Le tort que pourrait nous causer une divulgation inadéquate de ces renseignements ne peut actuellement être quantifié, mais il pourrait être important et il se pourrait qu'il ne puisse être compensé par l'attribution de dommages-intérêts. Rien ne garantit qu'advenant un manquement aux devoirs de confidentialité, nous serons en mesure d'obtenir en temps opportun des redressements équitables, tels qu'une injonction, de la part d'un tribunal ayant compétence afin de prévenir ou de limiter le dommage subi par notre entreprise dû à un manquement aux devoirs de confidentialité ou même que de tels redressement seront accordés.

Nos efforts de commercialisation de notre technologie HTLMC pourraient donner lieu à des poursuites en contrefaçon de brevets ou en violation des droits de propriété de tiers

Nous disposons d'une licence d'exploitation de la technologie HTL^{MC}, que nous souhaitons commercialiser. Il se peut toutefois que nous ne soyons informés de poursuites en contrefaçon de brevets ou en violation de droits de propriété de tiers à l'égard de cette technologie qu'après avoir investi des sommes considérables dans la mise au point et la commercialisation de projets qui font appel à cette technologie. Une tierce partie peut alléguer que cette technologie empiète sur une technologie brevetée passée, actuelle ou future. Des poursuites pourraient être intentées contre le concédant de la licence et la Société, réclamant des dommages-intérêts et une injonction qui nous empêcherait de mettre à l'essai ou de commercialiser cette technologie. Si le demandeur d'une telle poursuite avait gain de cause, la Société et son concédant de licence pourraient, en plus de la responsabilité possible à l'égard de dommages-intérêts, être tenus d'obtenir une licence auprès du demandeur pour poursuivre les essais ou la commercialisation de la technologie. Une telle licence pourrait ne pas être disponible ou si elle l'était, elle pourrait ne pas être offerte à des conditions qui nous soient acceptables et nous pourrions ainsi être tenus de cesser toutes les activités de mise à l'essai ou de commercialisation de la technologie. Nous pourrions également avoir à investir des ressources importantes pour nous défendre contre des poursuites en violation de propriété intellectuelle déposée par des tiers. Il se peut aussi qu'un grand nombre des demandeurs possibles disposent de ressources nettement plus importantes à affecter à une cause devant les tribunaux. Ce serait le cas, par exemple, des grandes entreprises du secteur énergétique, qui possèdent ou développent actuellement des technologies exclusives de valorisation du pétrole lourd qui livrent concurrence à notre technologie.

Les progrès technologiques pourraient réduire de manière appréciable le coût de transformation du pétrole lourd. Si nous ne pouvons adopter les innovations technologiques ou les intégrer à nos activités, il se peut que notre technologie HTLMC devienne non concurrentielle ou désuète

Nous prévoyons que les progrès technologiques se poursuivront en ce qui concerne les procédés et les méthodes de transformation du pétrole lourd et du bitume en produits plus légers et moins visqueux. Il se peut que ces progrès rendent moins efficaces les procédés et les méthodes qui font partie intégrante de la technologie HTL^{MC} que nous souhaitons commercialiser ou que le produit transformé qui en est issu soit de qualité inférieure. Ces progrès pourraient également permettre aux concurrents de fabriquer des produits transformés à un coût moindre que la fabrication de produits similaires à l'aide de notre technologie HTL^{MC}. À défaut de pouvoir adopter ou intégrer les innovations technologiques, nos méthodes et nos procédés de production pourraient devenir moins efficaces que ceux de nos compétiteurs, ce qui pourrait rendre non concurrentielles nos installations qui utilisent la technologie HTL^{MC}.

Le développement d'autres sources d'énergie pourrait faire fléchir la demande de notre technologie HTLMC

D'autres sources d'énergie sont continuellement mises au point, parmi lesquelles des sources d'énergie susceptibles de réduire la dépendance à l'égard du pétrole et du bitume qui pourraient occasionner une baisse de la demande des produits transformés à l'aide de notre technologie HTL^{MC}. Il se peut en outre que les innovations technologiques apportées à la conception et à la performance des moteurs réduisent la consommation de produits dérivés du pétrole et du bitume, ce qui entraînerait une diminution de la demande de produits améliorés issus de la technologie HTL^{MC}.

La volatilité des prix du pétrole peut avoir une incidence sur nos résultats financiers

Nos produits et nos résultats d'exploitation, notre rentabilité et notre taux de croissance futur sont tous très largement dépendants du prix et de la demande du pétrole. Le cours des produits du pétrole a aussi une incidence sur les liquidités disponibles pour les immobilisations et notre capacité à emprunter de l'argent ou à trouver d'autres capitaux. Même une très légère fluctuation des prix du pétrole peut avoir une incidence importante sur nos produits et nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et nos réserves prouvées. Par le passé, le cours du pétrole a toujours été volatile et selon toute vraisemblance, cette volatilité perdurera à l'avenir.

Le prix du pétrole fluctue très largement en réaction à des changements très mineurs de l'offre et de la demande, à l'incertitude du marché et à divers autres facteurs sur lesquels nous n'avons aucune prise, comme les conditions météorologiques, la situation économique mondiale, les attaques terroristes ou les conflits militaires, la situation politique et économique des pays producteurs de pétrole, la capacité des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole de s'entendre et de maintenir un contrôle sur le prix et la production de pétrole, l'ampleur de la demande et le prix et la disponibilité d'autres combustibles, la spéculation sur les marchés à terme des marchandises, les innovations technologiques ayant une incidence sur la consommation énergétique, la réglementation et les approbations gouvernementales, ainsi que la proximité et la capacité des pipelines et d'autres installations de transport des produits pétroliers.

Ces facteurs conjugués à la volatilité des marchés de l'énergie rendent extrêmement difficile toute prédiction précise quant à l'évolution future des prix du pétrole. Un fléchissement des prix réduirait non seulement nos produits, mais pourrait aussi diminuer la quantité de pétrole que nous pouvons produire de manière rentable. Cela peut nous amener à revoir substantiellement à la baisse l'estimation de nos réserves prouvées, en plus d'avoir une incidence négative appréciable sur notre situation financière et nos résultats d'exploitation. En outre, un repli substantiel et soutenu des prix du pétrole minerait très gravement notre capacité à réaliser un programme de mise en valeur du pétrole lourd.

Nous devons peut-être procéder à une dépréciation advenant un fléchissement des prix du pétrole et il se pourrait que nos frais estimatifs de mise en valeur augmentent ou que nos résultats d'exploration se détériorent

Advenant un fléchissement des prix du pétrole et en vertu des principes comptables généralement reconnus au Canada et aux États-Unis, nous serons peut-être tenus de réduire la valeur comptable de nos propriétés. Il en ira de même si nous avons corrigé substantiellement à la baisse l'estimation de nos réserves prouvées, ce qui pourrait entraîner une révision à la hausse de nos coûts estimés de mise en valeur ou encore une détérioration de nos résultats d'exploration. Voir la sous-rubrique « Conventions et estimations comptables critiques - Perte de valeur des biens pétroliers et gaziers prouvés », à la rubrique 7, « Rapport de gestion », du présent rapport annuel.

Notre capacité de monétiser des biens secondaires et de remplacer les produits provenant de la vente de nos propriétés actuelles dépend de la conjoncture et est assujettie à de nombreuses incertitudes

Nous continuons à examiner les possibilités de générer des capitaux pour la poursuite du développement de notre principale entreprise fondée sur notre technologie HTL^{MC}, ce qui pourrait se traduire par des efforts pour monétiser des biens secondaires utilisés dans d'autres secteurs de notre entreprise, y compris nos propriétés d'exploration, de développement et de production en Chine. Nous ne pouvons offrir aucune assurance que nous vendrons ou autrement monétiserons ces biens, tout comme nous ne pouvons garantir

qu'une telle vente ou qu'une telle monétisation, le cas échéant, nous permettra d'obtenir suffisamment de capitaux pour poursuivre le développement de notre principale entreprise HTL^{MC}. Après la vente d'une partie importante de nos biens de production, nous enregistrons probablement une diminution appréciable de nos produits d'exploitation et de nos flux de trésorerie, qui demeureront vraisemblablement à la baisse jusqu'à ce que nous soyons en mesure de remplacer la production perdue par la mise en production de nouvelles propriétés.

Notre projet de pétrole lourd au Canada peut être exposé à des risques liés aux titres de propriété et aux revendications autochtones

Nous n'avons pas obtenu d'opinions sur les titres de propriété des concessions pétrolières de l'Athabasca que nous avons acquis auprès de Talisman Energy. Par conséquent, ces concessions peuvent être assujetties à des ententes ou à des participations antérieures non enregistrées ou à des revendications ou à des participations antérieures non décelées qui pourraient nuire à notre droit de propriété à leur égard. Si cette situation se produisait, l'admissibilité aux avantages économiques, le cas échéant, associés à ces concessions pourrait être compromise, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre capacité de réaliser un plan d'affaires en temps opportun, si tant est que nous puissions le réaliser.

Les peuples autochtones ont revendiqué les titres de propriété et les droits ancestraux sur de vastes territoires de l'Ouest canadien où sont exercées des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel, et déposé notamment une réclamation contre le gouvernement du Canada, la province de l'Alberta, certaines entités gouvernementales et la municipalité régionale de Wood Buffalo (qui comprend la ville de Fort McMurray, en Alberta). Ceux-ci réclament, entre autres choses, un titre de propriété ancestral sur de vastes terrains aux alentours de Fort McMurray, où se concentre la plus grande partie de l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta. Si ces réclamations devaient être couronnées de succès, elles pourraient avoir un effet négatif important sur nos activités.

Notre investissement en Équateur pourrait être mis en péril si l'entente en vertu de laquelle nous détenons notre participation dans le bloc 20 est remise en question ou ne peut être appliquée

Nous détenons notre participation dans le projet pétrolier du bloc 20 en Équateur dans le cadre d'une convention de services conclue avec Petroecuador et sa filiale Petroproduccion. Cette convention est régie par les lois de l'Équateur et, bien qu'elle ait été traduite en anglais, la langue officielle qui la régit est l'espagnol. Aussi, en cas d'incompatibilité entre la version officielle en espagnol et sa version traduite en anglais, la version espagnole a préséance. Il est possible que la version officielle espagnole et sa traduction anglaise présentent des ambiguïtés, des incohérences et des anomalies qui pourraient largement influencer sur la manière dont nos droits et nos obligations aux termes de la convention pourraient être interprétés de manière péremptoire, auquel cas de telles interprétations pourraient être hautement préjudiciables à nos intérêts.

Les dispositions relatives au règlement des différends de la convention conclue à l'égard du bloc 20 stipulent que les différends portant sur la propriété industrielle (et la propriété intellectuelle) ainsi que sur les questions d'ordre technique et économique sont assujetties aux procédures d'arbitrage internationales, tandis que certains autres doivent être résolus par les procédures de médiation ou d'arbitrage en vigueur en Équateur. Il est possible que nous ne puissions nous entendre avec les autres parties à la convention relative au bloc 20 sur l'instance appropriée pour résoudre un différend ayant trait à une question en particulier. Rien ne garantit par ailleurs que les autres parties à la convention relative au bloc 20 se conformeront aux dispositions relatives à la résolution de différends ou se soumettront volontairement à une procédure d'arbitrage.

Il est également possible que le gouvernement de l'Équateur modifie ses politiques afin de décourager les investissements étrangers ou impose des exigences impossibles à prévoir pour le moment. Rien ne garantit que nos investissements et nos biens en Équateur ne seront pas nationalisés, réquisitionnés ou confisqués, légitimement ou non, par une autorité ou un pouvoir quelconque. Bien que la convention relative au bloc 20 contienne des dispositions prévoyant l'indemnisation et le remboursement des pertes que nous pourrions subir dans de telles circonstances, rien ne garantit que ces dispositions nous permettraient de recouvrer la valeur de notre investissement initial. Rien ne garantit par ailleurs que les lois de l'Équateur qui protègent les investissements étrangers ne seront pas modifiées ou abolies, ni que les lois en vigueur seront appliquées ou interprétées de manière à offrir une protection adéquate contre les risques décrits ci-dessus. D'autre part, rien ne garantit que la convention relative au bloc 20 pourra être exécutée ni qu'elle offrira une protection adéquate contre les risques précités.

L'estimation des réserves prouvées et des produits nets futurs peut changer si les postulats sur lesquels elle repose s'avèrent non fondés

L'estimation de nos réserves se fonde sur de nombreux postulats qui peuvent se révéler erronés. Une inexactitude importante dans l'estimation de ces réserves ou les postulats sous-jacents aura une grande incidence sur les quantités et la valeur actuelle de nos réserves. L'exactitude d'une estimation de réserve repose sur la qualité des données disponibles, de l'interprétation de l'information technique et géologique, ainsi que du jugement et des postulats utilisés en ce qui concerne les prix du pétrole et du gaz naturel, des volumes de production, de l'importance des frais d'exploitation et des immobilisations exigés, et des réserves pétrolières récupérables. Le prix du pétrole a largement fluctué au cours des dernières années. Cette volatilité devrait se poursuivre et avoir une incidence

directe sur l'estimation des réserves prouvées et des produits nets futurs. Les prix, la production, les dépenses de mise en valeur, les frais d'exploitation et les réserves pétrolières récupérables varieront en définitive par rapport à nos estimations et il se peut que les écarts soient appréciables. Par ailleurs, nous formulons certaines hypothèses quant à l'évolution future du prix du pétrole, des niveaux de production et des frais d'exploitation et de mise en valeur, hypothèses qui pourraient se révéler erronées en bout de ligne. Tout écart important quant aux hypothèses de départ pourrait faire en sorte que nos réserves réelles et nos flux de trésorerie nets futurs différeront considérablement des estimations dont nous faisons état dans ces pages. De plus, les résultats définitifs de forage, de sondage et de production, ainsi que les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel établis après la date de l'estimation pourraient nécessiter une révision de l'estimation de nos réserves. Il pourrait y avoir une révision importante des estimations déjà annoncées.

Aucune réserve n'a encore été établie à l'égard de nos projets intégrant la technologie HTL^{MC} au Canada et en Équateur

Aucune réserve n'a été établie pour le moment à l'égard de notre projet pétrolier de l'Athabasca au Canada ou de notre projet pétrolier du bloc 20 en Équateur. Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves, y compris bon nombre de facteurs qui échappent à notre contrôle, et aucune garantie ne peut être donnée quant à l'ampleur des réserves ou au taux de récupération de celles-ci. En règle générale, les estimations relatives aux réserves sont fondées sur un nombre d'hypothèses formulées à la date où les estimations sont établies; plusieurs de ces estimations peuvent être modifiées et sont indépendantes de la volonté de la Société.

L'information que contient le présent document porte sur nos projets futurs. Elle traduit notre intention actuelle et peut changer

Dans le présent rapport annuel, nous décrivons nos projets actuels d'exploration et de mise en valeur. La réalisation de ces projets dépendra de la disponibilité de capitaux et de ce qu'il nous en coûte pour les obtenir, de même que des résultats des essais de la technologie HTL^{MC}, d'autres données sismiques ou d'un nouveau traitement de données existantes, du prix actuel et prévu du pétrole ou du gaz naturel, des coûts et de la disponibilité des installations de forage ainsi que du matériel et du personnel, de la réussite ou de l'échec des activités dans une même région, d'une révision de l'estimation des coûts de réalisation d'un projet, de notre capacité à inciter d'autres partenaires à acquérir une participation directe dans un projet dans le but de réduire les coûts et l'exposition aux risques et aux décisions des codétenteurs de participations directes.

Nous continuerons à recueillir de l'information sur nos projets et il est possible que d'autres renseignements nous incitent à modifier notre calendrier ou fassent en sorte que nous décidions de ne pas réaliser un projet, étant entendu que nos intentions concernant nos projets peuvent changer.

Notre entreprise peut subir des torts si nous ne pouvons conserver des droits liés à permis, à une concession et à un contrat de partage de la production

Certaines de nos propriétés sont détenues en vertu de licences et de concessions, de participations directes dans des licences et des baux ou de contrats de partage de la production. Si nous ne pouvons satisfaire les exigences particulières de l'instrument de participation auquel nous sommes partie, celui-ci peut expirer ou être résilié. Nous pouvons ne pas être en mesure de respecter une partie ou la totalité des obligations qui nous lient relativement à notre participation dans une licence, un bail ou un contrat de partage de la production. À moins que nous ne respections ces obligations dans les délais prescrits, une partie de nos droits de participation dans des propriétés sera résiliée. À défaut de respecter ces obligations en temps opportun, nous pourrions perdre notre participation dans ces propriétés et, par voie de conséquence, causer du tort à notre entreprise.

Nous pourrions devoir engager des frais importants dans des travaux d'exploration et de mise en valeur qui pourraient se révéler infructueux ou non rentables

Nous ne pouvons offrir aucune assurance que les coûts engagés dans nos activités d'exploration ou de mise en valeur se traduiront par un rendement économique. Nous pourrions mal interpréter des données géologiques ou techniques, ce qui pourrait entraîner des pertes importantes au titre de travaux de forage exploratoires ou de mise en valeur improductifs. Nous courons le risque de subir des retards dans la réalisation de projets et des dépassements de coûts en raison d'un contexte géologique imprévu, d'une panne de matériel, d'un retard dans la livraison du matériel, d'accidents, du mauvais temps, d'un retard dans l'approbation d'une autorité gouvernementale ou d'un partenaire de coentreprise, d'un retard de construction ou de démarrage des travaux et d'autres risques connexes. Ces risques pourraient retarder la date prévue de mise en production ou accroître les coûts de production, ou les deux, ou avoir par ailleurs d'autres incidences sur notre capacité d'atteindre rapidement un niveau de rendement économique acceptable pour un projet donné, voire rendre un tel rendement impossible.

La conduite de nos activités comporte de nombreux risques d'exploitation qui peuvent entraîner des pertes substantielles; une assurance peut ne pas nous protéger contre l'ensemble de ces risques

Le forage, la production et le transport du pétrole et du gaz comportent des dangers et des risques qui pourraient entraîner une perte d'hydrocarbures, la contamination de l'environnement, une demande d'indemnisation pour préjudice personnel, d'autres dommages à nos propriétés et des préjudices à des tiers, notamment en raison d'un incendie, d'une catastrophe naturelle, du mauvais temps, d'une

explosion, de l'interception d'une formation présentant une pression anormale, de l'interception d'une formation géologique inusitée ou imprévue, d'une éruption, de la formation d'un cratère, d'un incident d'exploitation imprévu, d'un mauvais fonctionnement du matériel, d'une rupture de pipeline, d'un déversement, de problèmes liés au respect de la réglementation environnementale et gouvernementale et de problèmes relatifs aux titres de propriété.

Nous détenons une assurance contre certains risques inhérents à nos activités, mais pas contre tous. Nous pourrions donc devoir composer avec des pertes vraisemblablement importantes, du fait que les incidents en question n'étaient pas assurés ou étaient insuffisamment assurés. La survenance d'un incident non assuré ou partiellement assuré pourrait avoir une grave incidence sur notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Nous ne souscrivons pas d'assurance contre les pertes d'exploitation, d'où il s'ensuit que les pertes et le report de revenus découlant d'activités de production réduites ne sont pas assurés.

Des modifications à la législation, à la réglementation et aux politiques du gouvernement du Canada ou de l'Équateur pourraient être préjudiciables à notre capacité de développer nos projets intégrant la technologie HTL^{MC}

Nos projets intégrant la technologie HTL^{MC} au Canada et en Équateur sont assujettis à une lourde réglementation concernant l'exploration, la mise en valeur, la production, la valorisation, la commercialisation, la tarification, l'imposition et le transport du bitume, du pétrole lourd et des produits connexes, ainsi que d'autres questions telles que la protection de l'environnement.

La législation et la réglementation peuvent être modifiées à l'occasion en raison de la situation économique ou politique. L'exercice du pouvoir discrétionnaire des autorités gouvernementales en vertu de la législation et de la réglementation en vigueur, la mise en application de nouvelles lois ou de nouveaux règlements ou la modification de la législation ou de la réglementation en vigueur qui touchent l'industrie du pétrole brut et du gaz naturel pourraient augmenter de façon importante les coûts de développement de ces projets et être hautement préjudiciables aux activités de la Société. Rien ne garantit que la législation, la réglementation et les politiques gouvernementales dont ces projets sont tributaires ne seront pas modifiées d'une manière susceptible de nuire à notre capacité de les mettre en valeur et de les exploiter. L'impossibilité d'obtenir les permis, les concessions, les licences et les approbations nécessaires, ou de les obtenir au moment voulu pourrait occasionner des retards ou la restructuration des projets et une hausse des coûts, autant de facteurs susceptibles d'avoir un effet négatif important sur nos activités.

Le développement, l'exploitation et la désaffectation des projets précités seront conditionnels à la réception des permis, des concessions, des licences et des autres approbations nécessaires des autorités gouvernementales et de réglementation pertinentes. Le processus d'approbation peut notamment donner lieu à des consultations avec les parties prenantes, des évaluations des incidences environnementales, des audiences publiques et des appels auprès des tribunaux. L'impossibilité d'obtenir le soutien des collectivités locales et régionales pourrait entraîner un retard dans le processus d'obtention des approbations nécessaires, voire son interruption. Rien ne garantit que ces approbations seront accordées ou, si elles le sont, qu'elles ne feront pas l'objet d'un appel, ne seront pas annulées, seront renouvelées à leur échéance ou ne contiendront pas des modalités et des conditions susceptibles de nuire à la conception finale ou aux aspects économiques des projets.

Le respect de la réglementation environnementale et d'autres règlements gouvernementaux pourrait être onéreux et avoir une incidence négative sur notre production.

Dans les pays où nous exerçons nos activités, celles-ci sont régies par un grand nombre de lois et de règlements de divers ordres de gouvernement. L'extraction de sables bitumineux et de pétrole lourd, la valorisation et les activités du transport sont assujetties à une réglementation abondante et diverses approbations liées à ces activités sont requises avant d'entreprendre ces activités. Nous sommes assujettis aux lois et aux règlements qui encadrent l'exploitation et l'entretien de nos installations, le déversement de substances dans l'environnement et d'autres facettes de la protection de l'environnement. Ces lois et règlements pourraient, entre autres possibilités, exiger que nous obtenions des permis avant d'entamer des travaux de forage, que nous limitions les substances que nous pouvons libérer dans l'environnement dans le cadre des activités de forage et de production, de limiter ou d'interdire les activités de forage dans les zones protégées comme les milieux humides ou les réserves fauniques, d'exiger la mise en place de mesures de remise en état pour prévenir la contamination issue d'activités antérieures, d'exiger d'autres mesures correctives pour atténuer la contamination d'activités antérieures, comme le colmatage d'un puits abandonné et la remise en état du sol et des eaux contaminés, et d'exiger d'autres mesures correctives sur une partie d'une propriété désignée comme contaminée.

En vertu de ces dispositions réglementaires, nous pourrions être tenus responsables des préjudices personnels subis, devoir assumer les coûts de nettoyage et d'autres dommages à l'environnement et à la propriété et nous voir imposer des sanctions administratives et pénales. Nous détenons une protection d'assurance limitée contre les dommages environnementaux soudains et accidentels ainsi que les dommages causés progressivement à l'environnement. Par ailleurs, nous ne croyons pas qu'il soit possible d'obtenir à un coût raisonnable une assurance complète contre tous les risques environnementaux. Advenant que nous causions des dommages à l'environnement, il se peut donc que nous soyons tenus de cesser la production sur les propriétés en question.

Les coûts inhérents au respect futur de la législation et de la réglementation environnementale pourraient causer du tort à notre entreprise. Qui plus est, la législation et la réglementation environnementale pourraient être éventuellement modifiées et imposer des

normes et une application plus strictes, des amendes et une responsabilité plus importantes, de même que des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation accrus. Le cas échéant, ce genre de situation pourrait avoir une grave incidence sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation. Aucune assurance ne peut être donnée en ce qui a trait à l'impact d'éventuelles lois sur l'environnement ou des approbations, des processus ou des autres exigences découlant de celles-ci sur notre capacité de développer ou d'exploiter nos projets d'une manière conforme à nos attentes actuelles.

En 2007 et 2008, le gouvernement fédéral du Canada a proposé un cadre réglementaire et un plan pour la réduction des émissions globales de gaz à effet de serre du Canada de 20 % par rapport aux niveaux de 2006 d'ici 2020 et de 60 % à 70 % d'ici 2050. D'autres approches visant la réduction des gaz à effet de serre, y compris un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre à l'échelle de l'Amérique du Nord, ont également été proposées. À l'heure actuelle, l'étendue et l'ampleur des incidences défavorables liées à ces propositions ne peuvent être estimées de manière fiable et juste puisque la législation y afférente et les exigences réglementaires n'ont pas encore été adoptées et l'incertitude subsiste quant à la question de savoir quelles des propositions à l'étude seront adoptées ou si elles le seront. Dans la province de l'Alberta, où notre projet Tamarack est situé, la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Act* a ciblé un objectif d'émission de gaz précis par rapport au produit intérieur brut de l'Alberta, qui représente 50 % ou moins des niveaux d'émission de 1990.

Il est possible que les objectifs futurs du fédéral visant la réduction des polluants atmosphériques industriels et des gaz à effet de serre, de concert avec les exigences provinciales de réduction d'émission contenues dans la loi de l'Alberta intitulée *Climate Change and Emissions Management Act*, ou les exigences de réduction d'émissions des approbations réglementaires futures, ne puissent pas être mis en œuvre d'un point de vue technique ou économique, et le fait de ne pas respecter ces exigences de réduction de l'intensité des émissions ou d'autres mécanismes de conformité pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité à développer et à exploiter le projet Tamarack et entraîner des amendes, des pénalités et la suspension des activités. De même, le matériel des fournisseurs respectant les normes d'émission futures pourrait ne pas être disponibles à des coûts raisonnables et les autres méthodes de conformité pour réduire l'intensité des émissions à des niveaux requis pourraient faire en sorte d'augmenter de manière considérable nos coûts en capital et d'exploitation ou réduire le rendement du projet. Nous pourrions, pour des raisons techniques ou économiques, ne pas être en mesure de tirer profit des mesures incitatives visant l'application de certaines initiatives de capture et de stockage. Les crédits pour réduction d'émission et crédits compensatoires pourraient ne pas être disponibles aux fins d'acquisition par le projet Tamarack ou ne pas l'être à un coût raisonnable. Il existe également un risque que les gouvernements pourraient imposer de nouvelles exigences de réduction d'émission ou d'intensité d'émission ou adopter des lois qui imposeraient ces émissions.

Rien ne garantit que les lois environnementales n'auront pas pour effet de limiter le projet de développement ou d'augmenter de façon importante nos coûts de production, de mise en valeur ou nos activités d'exploration ni qu'elles n'auront pas d'effet défavorable sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos perspectives.

En ce qui concerne les concessions de pétrole et de gaz, nous livrons concurrence à un grand nombre d'autres entreprises d'exploration et de mise en valeur partout dans le monde qui disposent de ressources plus importantes.

Nous exerçons nos activités dans un contexte très compétitif, où nous livrons concurrence à d'autres entreprises d'exploration et de mise en valeur pour l'acquisition d'un nombre limité de propriétés pétrolières et gazières susceptibles d'intérêt. Un grand nombre de nos compétiteurs sont de taille beaucoup plus grande que la Société et, de ce fait, disposent d'un avantage concurrentiel en ce qui a trait à l'accès aux ressources financières, techniques et humaines. Compte tenu de leurs ressources plus importantes dans ces domaines, ces entreprises peuvent être en mesure de payer un meilleur prix pour mettre la main sur des propriétés pétrolières et gazières productrices et des zones d'intérêt à explorer, ainsi que pour définir, évaluer et acquérir un plus grand nombre de propriétés et de zones d'intérêt.

Notre actionnaire principal pourrait exercer une influence prépondérante sur l'entreprise.

À la date du présent rapport annuel, notre actionnaire principal, M. Robert M. Friedland, détenait environ 15,9 % des actions ordinaires de l'entreprise. Il s'ensuit que M. Friedland dispose de droits de vote qui lui permettent d'influencer considérablement nos politiques, nos activités et nos affaires, tout comme le résultat de toute opération ou d'autres questions intéressant notre Société, comme les fusions, les regroupements et la vente d'une partie, de la quasi-totalité ou de la totalité de nos actifs.

En outre, cette concentration de l'actionnariat pourrait avoir pour effet de retarder, de décourager ou d'empêcher un changement de contrôle qui, s'il avait lieu, pourrait occasionner le versement d'une prime sur le prix de nos actions ordinaires.

Si nous perdons nos membres clés du personnel technique et de direction, nous pourrions en subir les contrechocs.

Nous dépendons d'un noyau relativement restreint de dirigeants clés. Compte tenu de la nature technologique de nos activités, nous dépendons dans une très large mesure également de notre personnel technique et scientifique. À défaut d'attirer et de conserver en nombre suffisant du personnel qualifié, notre capacité de réaliser notre stratégie d'affaires pourrait être minée et avoir des incidences sur le calendrier de mise en œuvre. Nous ne souscrivons pas d'assurance collaborateurs et nous n'avons pas de contrat d'emploi avec

certaines de nos dirigeants principaux et des membres importants de notre personnel technique. Nous ne pouvons du reste offrir d'assurance que ces personnes demeureront à notre emploi et la perte imprévue, partielle ou complète, des services de ces personnes pourrait causer du tort à notre entreprise.

Le développement de nos projets pétroliers au Canada et en Équateur nécessitera l'embauche et la fidélisation d'une main-d'œuvre d'expérience. Nous livrons concurrence à d'autres entreprises pour recruter et fidéliser des employés dans un marché qui compte un nombre restreint de personnes possédant les compétences et l'expérience nécessaires dans les domaines d'expertise propres à notre domaine d'activité. Cette concurrence risque de nous contraindre à verser une rémunération plus importante à ces employés ou à dépendre davantage sur des arrangements de partenariat ou d'impartition dont nous devons assumer les coûts. Rien ne garantit que nous pourrions embaucher tous les employés possédant l'expertise et les compétences nécessaires dont nous aurons besoin.

RUBRIQUE 1B. QUESTIONS NON RÉSOLUES

Aucune question du personnel de la SEC n'est en suspens concernant nos rapports périodiques ou courants déposés aux termes de la loi.

RUBRIQUE 3. LITIGES

La Société est défenderesse dans une poursuite déposée le 20 novembre 2008 devant la District Court du Colorado, aux États-Unis, par M. Jack J. Grynberg et trois sociétés membres de son groupe, portant sur des allégations de fraude et d'autres actions fautives ainsi que sur la contestation du bien-fondé d'un contrat accordé à la filiale en propriété exclusive de la Société, Ivanhoe Energy Ecuador Inc., concernant le développement du champ de pétrole lourd Pungarayacu en Équateur. Les demandeurs cherchent à obtenir des dommages non précisés ou la propriété de la participation d'Ivanhoe Energy Ecuador Inc. dans le champs Pungarayacu.

Toutes les parties défenderesses ont déposé des demandes de rejet de la poursuite pour absence de compétence *rationae personae*. Le tribunal a accueilli les requêtes, étant d'avis qu'il était peu probable que les réclamations présentées par les demandeurs soient fondées et a rejeté l'affaire sans préjudice. Le tribunal a accueilli la demande du défendeur M. Robert M. Friedland pour que la conduite des demandeurs et de leurs conseillers juridiques dans le cadre de l'institution de cette poursuite soit sanctionnée par l'octroi des frais et dépens en sa faveur. Les défendeurs, constitués de la Société et de ses filiales se sont vu accordés les frais qu'ils ont engagés dans le cadre de la défense de cette poursuite. Tous les défendeurs tentent maintenant d'obtenir que leur soient remboursés les honoraires et frais de leurs avocats.

Le 16 octobre 2009, invoquant la découverte de nouvelles preuves, les demandeurs ont déposé une requête afin que le tribunal annule son jugement et permette qu'il soit procédé à une enquête préalable sur des questions ayant trait à la compétence. Les défendeurs s'y sont opposés, les demandeurs ont déposé leur réponse et le tribunal peut maintenant se prononcer sur la requête. Le tribunal n'a pas encore annoncé une date d'audience ni indiqué le moment où il entend disposer de la requête. À l'heure actuelle, on ne saurait déterminer ni estimer de façon raisonnable la possibilité de perte ou gain que pourrait éventuellement entraîner la poursuite, pas plus que le montant estimatif de la perte ou du gain que celle-ci pourrait entraîner au bout du compte.

RUBRIQUE 4. RÉSERVÉ

PARTIE II

RUBRIQUE 5. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES DE L'ÉMETTEUR ASSUJETTI, AUTRES QUESTIONS CONCERNANT LES ACTIONNAIRES ET ACHATS DE TITRES DE PARTICIPATION PAR L'ÉMETTEUR

Renseignements sur les marchés

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote du NASDAQ Capital Market et de la TSX. Le tableau suivant présente les cours extrêmes de nos actions ordinaires sur ces deux marchés boursiers pour chaque trimestre des deux derniers exercices.

NASDAQ CAPITAL MARKET (IVAN) (\$ US)

	2009				2008			
	4 ^e trim.	3 ^e trim.	2 ^e trim.	1 ^{er} trim.	4 ^e trim.	3 ^e trim.	2 ^e trim.	1 ^{er} trim.
Haut	3,12	2,81	1,85	1,22	1,43	3,51	3,77	1,97
Bas	2,02	1,13	1,10	0,45	0,35	1,21	1,79	1,24

TSX (IE) (\$ CA)

	2009				2008			
	4 ^e trim.	3 ^e trim.	2 ^e trim.	1 ^{er} trim.	4 ^e trim.	3 ^e trim.	2 ^e trim.	1 ^{er} trim.
Haut	3,25	2,98	2,16	1,53	1,53	3,37	3,85	1,99
Bas	2,20	1,31	1,38	0,57	0,43	1,28	1,82	1,27

Le 31 décembre 2009, nos actions ordinaires ont clôturé à 2,86 \$ US sur le NASDAQ Capital Market et à 2,96 \$ CA à la TSX.

Dispense de certaines règles du marché imposées par le NASDAQ

En tant qu'émetteur canadien dont les actions sont cotées sur le NASDAQ Stock Market (le « **NASDAQ** »), nous ne sommes pas tenus de nous conformer à certaines règles du marché de NASDAQ et pouvons à la place nous conformer aux exigences canadiennes applicables. En tant qu'émetteur étranger privé, nous sommes uniquement tenus de nous conformer aux règles du NASDAQ suivantes : (i) nous devons avoir un comité de vérification qui satisfasse aux exigences applicables du NASDAQ et qui soit composé d'administrateurs dont chacun respecte les normes que le NASDAQ prescrit en matière d'indépendance; (ii) nous devons aviser le NASDAQ sans délai lorsqu'un haut dirigeant de la Société devient au courant du fait que nous faisons défaut de nous conformer à tout égard important à une règle du marché applicable du NASDAQ; (iii) nos actions ordinaires doivent être admissibles au programme d'inscription directe (*Direct Registration Program*) exécuté par une agence de compensation inscrite en vertu de l'article 17A de la Loi de 1934 sur les opérations de bourse; et (iv) nous devons fournir une brève description des différences importantes entre nos pratiques en matière de gouvernance et celles appliquées par les sociétés américaines dont les actions sont cotées sur le NASDAQ.

Les règles canadiennes applicables en matière de gouvernance nous obligent à divulguer chaque année nos pratiques de gouvernance dans notre circulaire de sollicitation de procurations par la direction, notamment si nos administrateurs indépendants tiennent des réunions régulières auxquelles eux seuls peuvent assister, mais il n'existe aucune exigence prévue par la loi au Canada voulant que les administrateurs indépendants tiennent des réunions régulières auxquelles eux seuls peuvent assister.

Bien que nos administrateurs ne faisant pas partie de la direction tiennent des réunions à l'occasion lorsque le premier administrateur indépendant le juge nécessaire ou souhaitable, de telles réunions ne sont pas tenues de façon régulière.

Caractère exécutoire de recours en responsabilité civile

Nous sommes une société constituée sous le régime des lois du Territoire du Yukon, au Canada. Certains de nos administrateurs, de nos actionnaires majoritaires, de nos dirigeants et des représentants des experts nommés dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K sont domiciliés à l'extérieur des États-Unis et une partie importante de leurs biens et des nôtres se trouvent à l'extérieur des États-Unis. En conséquence, il se peut qu'il ne soit pas possible pour vous de signifier une procédure aux États-Unis à l'une des personnes précitées qui n'est pas domiciliée aux États-Unis ou de faire appliquer des jugements obtenus contre l'une d'elles devant des tribunaux américains aux termes des dispositions relatives à la responsabilité civile des lois sur les valeurs mobilières américaines. Il se peut aussi que vous éprouviez des difficultés à faire exécuter au Canada des actions principales ou des actions intentées aux termes de dispositions relatives à la responsabilité civile des lois sur les valeurs mobilières américaines contre nous ou l'un de nos administrateurs, de nos actionnaires majoritaires, de nos dirigeants ou d'experts qui ne sont pas domiciliés aux États-Unis.

Par conséquent, il se peut que vous ne puissiez faire exécuter ces actions contre nous ou contre nos administrateurs, nos dirigeants, nos actionnaires majoritaires ou les experts nommés dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Porteurs d'actions ordinaires

Au 31 décembre 2009, nous avons 282 558 593 actions ordinaires émises et en circulation qui étaient détenues par 233 porteurs inscrits et environ 29 328 porteurs additionnels dont les actions étaient détenues par l'intermédiaire d'un prête-nom.

Dividendes

Nous n'avons versé aucun dividende sur nos actions ordinaires en circulation depuis notre constitution et nous ne prévoyons pas en verser dans un avenir rapproché. La déclaration de dividendes sur nos actions ordinaires est, sous réserve de certaines restrictions imposées par la loi et dont il est question ci-dessous, laissée à l'appréciation de notre conseil d'administration, qui se fonde sur son évaluation, entre autres facteurs, de nos bénéfices ou de l'absence de bénéfices, de nos besoins en matière de dépenses en immobilisations et de dépenses d'exploitation ainsi que de notre situation financière générale. Aux termes de la *Loi sur les sociétés par actions* du Yukon, notre conseil d'administration n'a pas le pouvoir de déclarer ou de verser de dividende sur nos actions ordinaires s'il a de bonnes raisons de croire que nous sommes, ou que nous serions après le versement du dividende, dans l'incapacité de payer nos dettes à mesure qu'elles deviennent exigibles ou que la valeur de réalisation de notre actif serait, en conséquence du dividende, inférieure à la somme globale de notre passif et du capital déclaré de nos actions ordinaires.

Contrôle des échanges et fiscalité

Il n'existe au Canada aucune loi, aucun décret gouvernemental ni aucun règlement qui restreint l'exportation ou l'importation de capitaux, ou qui touche le versement de dividendes, d'intérêts ou d'autres paiements à des porteurs de nos actions ordinaires qui sont des non-résidents, sauf les exigences relatives aux retenues d'impôt.

Les lois du Canada, les lois du Yukon et nos statuts constitutifs n'imposent aucune limite au droit d'un non-résident de détenir nos actions ordinaires ou d'exercer les droits de vote s'y rattachant, autre que les restrictions prévues dans la *Loi sur l'investissement Canada* (la « **loi sur l'investissement** »), qui interdit en général à un investisseur qui n'est pas « **canadien** », au sens donné à ce terme, de faire un investissement sujet à l'examen, à moins que, après l'examen, le ministre responsable de la loi sur l'investissement ne soit d'avis que l'investissement sera vraisemblablement à l'avantage net du Canada. Un investissement dans nos actions ordinaires par un non-Canadien qui n'est pas un « **investisseur OMC** » (ce qui inclut les gouvernements des États membres de l'Organisation mondiale du commerce, ou les particuliers qui sont des ressortissants de ces membres ainsi que des sociétés et d'autres unités qui sont sous leur contrôle), au moment où nous n'étions pas encore sous le contrôle d'un investisseur OMC, constituerait un investissement sujet à l'examen aux termes de la loi sur l'investissement dans deux cas : premièrement, s'il s'agit d'un investissement visant l'acquisition du contrôle (au sens de la loi sur l'investissement) (une « **entreprise culturelle** ») et si la valeur de nos éléments d'actif, déterminée conformément au règlement d'application de la loi sur l'investissement, est égale ou supérieure à 5 000 000 \$ CA et deuxièmement, si le cabinet fédéral du gouvernement du Canada donne ordre de procéder à un examen en raison du fait que l'investissement est lié au patrimoine culturel du Canada ou à l'identité nationale (comme il est prévu aux termes de la loi sur l'investissement), peu importe la valeur des éléments d'actif. Jusqu'à présent, un investissement dans nos actions ordinaires par un investisseur OMC, ou par un non-Canadien au moment où nous étions déjà sous le contrôle d'un investisseur OMC, serait sujet à l'examen aux termes de la loi sur l'investissement s'il s'agissait d'un investissement visant l'acquisition du contrôle et si la valeur de nos éléments d'actif, déterminée conformément au règlement d'application de la loi sur l'investissement, n'était pas inférieure à une somme précise, qui s'est établie à 299 millions de dollars canadiens en 2010. La loi sur l'investissement contient des règles détaillées pour déterminer s'il y a eu acquisition de contrôle. Par exemple, un non-Canadien acquerra le contrôle de notre Société aux termes de la loi sur l'investissement s'il acquiert la majorité de nos actions ordinaires en circulation. L'acquisition de moins de la majorité, mais du tiers ou de plus du tiers, de nos actions ordinaires sera réputée être une acquisition du contrôle de notre Société, sauf s'il peut être démontré que, lors de l'acquisition, nous ne sommes pas contrôlés de fait par l'acquéreur au moyen de la propriété d'actions ordinaires. Aux termes de la loi sur l'investissement, il pourra également y avoir acquisition de contrôle si un non-Canadien acquiert la totalité ou la quasi-totalité de nos éléments d'actif.

Le gouvernement fédéral du Canada a récemment présenté certaines modifications (les « **modifications** ») à la *Loi sur l'investissement*. Lorsqu'elles entreront en vigueur, ces modifications auront pour effet de relever les seuils de déclenchement d'un examen du gouvernement. Plus particulièrement, en ce qui a trait aux investisseurs OMC, les modifications entraîneraient une hausse de la valeur des seuils d'examen des acquisitions directes de participations majoritaires d'une entreprise qui n'est pas une entreprise culturelle, qui passerait de 299 millions de dollars canadiens actuellement (selon la valeur comptable) à 600 millions de dollars canadiens (selon la « valeur de l'entreprise » des sociétés canadiennes) pendant les deux années suivant l'entrée en vigueur des modifications, à 800 millions de dollars canadiens pendant les deux années suivantes et à un milliard de dollars canadiens pendant les deux années subséquentes. Par la suite, le seuil serait rajusté en fonction de l'inflation. Les modifications entreront en vigueur lorsque le gouvernement promulguera les règlements qui, entre autres, prévoiront la manière dont la « valeur d'entreprise » sera fixée.

La *Loi sur l'investissement* prévoit également que le ministre de l'Industrie peut procéder à l'examen d'une acquisition par un non-Canadien de nos actions ou actifs, s'il considère que cette acquisition « pourrait porter atteinte à la sécurité nationale (du Canada) ».

Les sommes que nous pourrions, dans l'avenir, vous payer ou créditer, ou qui pourraient être réputées vous avoir été payées ou créditées à titre de dividendes sur les actions ordinaires que vous détenez au moment où vous n'êtes pas un résident du Canada au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), seront généralement assujetties à la retenue d'impôt de 25 % que doivent payer les non-résidents du Canada sur la somme payée ou créditée; ce pourcentage pourrait être réduit aux termes de la Convention fiscale entre le Canada et les États-Unis (1980), dans sa version modifiée (la « **convention** »). À l'heure actuelle, aux termes de la convention, le taux de retenue d'impôt payable par les non-résidents du Canada sur le montant brut des dividendes payés ou crédités à un résident des États-Unis qui est en droit de recevoir les avantages de la convention est généralement de 15 %. Toutefois, si le véritable propriétaire de ces dividendes est une société résidente des États-Unis qui est en droit de recevoir les avantages de la convention et est propriétaire d'au moins 10 % de nos actions avec droit de vote, la retenue d'impôt est ramenée à 5 %. Dans le cas de certaines entités exonérées d'impôt qui sont des résidentes des États-Unis pour l'application de la convention, la retenue d'impôt sur les dividendes pourrait être ramenée à 0 %.

Titres pouvant être émis dans le cadre de régimes de rémunération sous forme de titres de participation

Voir le tableau à la rubrique 12, « Propriété de titres par certains véritables propriétaires et par la direction et questions connexes relatives aux actionnaires » du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Graphique de rendement

Voir le tableau à la rubrique 11, « Rémunération de la haute direction *Rémunération de la haute direction* » du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Ventes de titres non inscrits

Tous les titres que nous avons émis au cours des exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, qui n'ont pas été inscrits aux termes de la Loi, sont exposés plus amplement dans notre formulaire 10-Q et notre formulaire 8-K déposés précédemment.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007, nous avons émis les titres suivants qui n'ont pas été inscrits aux termes de la Loi:

- en novembre 2007, nous avons émis 2 000 000 d'actions ordinaires en vertu de la Règle 903 de la Loi au prix de 2,00 \$ US au profit d'un investisseur institutionnel par suite de l'exercice de bons de souscription précédemment émis.

RUBRIQUE 6. PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Les principales données financières présentées ci-après sont tirées des états financiers qui figurent dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Ces états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Voir la rubrique 7, intitulée « Rapport de gestion », et la note 21 de nos états financiers qui figurent dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K pour plus de détails sur les différences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis et leur incidence sur la Société.

Le tableau qui suit présente les principales données financières pour les exercices indiqués :

	31 décembre				
	2009	2008	2007	2006	2005
	(en milliers de dollars américains, sauf les montants par action)				
Résultats d'exploitation					
Produits	23 658	50 670	26 689	36 320	15 965
Perte nette liée aux activités poursuivies	(37 731)	(38 476)	(33 433)	(25 677)	(15 983)
Perte nette liée aux activités poursuivies par action – de base et diluée	(0,13)	(0,15)	(0,14)	(0,11)	(0,08)
Situation financière					
Total de l'actif	281 763	346 875	266 516	278 144	270 477
Dette à long terme	36 934	37 855	9 812	2 737	4 000
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations – à long terme	195	1 928	739	484	100
Obligation à long terme	1 900	1 900	1 900	1 900	1 900
Capitaux propres	208 029	257 427	197 287	228 386	204 767
Actions ordinaires en circulation (en milliers)	282 559	279 381	244 874	241 216	220 779
Flux de trésorerie					
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(12 290)	17 053	5 489	14 352	9 870
Dépenses en immobilisations (activités poursuivies)	(26 373)	(21 063)	(28 585)	(12 296)	(36 741)

La présentation d'origine de toutes ces données a été révisée afin de s'assurer qu'elle est conforme à la présentation des activités abandonnées en 2009, à savoir la vente par la Société de toutes ses activités d'exploration et de production pétrolières et gazières aux États-Unis. Se reporter à la note 19 de nos états financiers qui figurent à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Rapprochement avec les PCGR des États-Unis

Nos états financiers ont été préparés conformément aux PCGR du Canada, qui diffèrent à certains égards des principes que nous aurions suivis si nos états financiers avaient été préparés selon les PCGR des États-Unis. Les différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis qui ont une incidence sur nos états financiers sont décrites en détail à la note 21 de nos états financiers qui figurent dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Si nous avions suivi les PCGR des États-Unis, les principales données financières présentées plus haut selon les PCGR du Canada auraient été présentées de la façon suivante :

	31 décembre				
	2009	2008	2007	2006	2005
	(en milliers de dollars américains, sauf les montants par action)				
Résultats d'exploitation					
Produits	17 152	55 335	27 281	35 628	18 831
Perte nette liée aux activités poursuivies	(32 679)	(47 911)	(23 080)	(35 477)	(13 773)
Perte nette liée aux activités poursuivies par action – de base et diluée	(0,12)	(0,19)	(0,10)	(0,15)	(0,07)
Situation financière					
Total de l'actif	262 717	292 847	251 627	252 893	254 335
Dette à long terme	38 005	40 392	10 412	2 737	4 000
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations – à long terme	195	1 928	739	484	100
Obligation à long terme	1 900	1 900	1 900	1 900	1 900
Capitaux propres	179 663	199 741	170 545	189 829	188 745
Flux de trésorerie					
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(12 441)	16 639	11 501	13 340	5 042
Dépenses en immobilisations (activités poursuivies)	(26 223)	(20 649)	(28 319)	(11 280)	(31 913)

La présentation d'origine de toutes ces données a été révisée afin de s'assurer qu'elle est conforme à la présentation des activités abandonnées en 2009, à savoir la vente par la Société de toutes ses activités d'exploration et de production pétrolières et gazières aux États-Unis. Se reporter à la note 21 de nos états financiers qui figurent à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

RUBRIQUE 7. RAPPORT DE GESTION

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Activités d'Ivanhoe Energy	31
Aperçu des résultats de 2009	32
Résultats financiers – variation de la perte nette d'un exercice à l'autre	35
Produits et charges d'exploitation	36
Frais généraux et administratifs	38
Développement des affaires et des technologies	39
Change	40
Intérêts nets	40
Gain (perte) non réalisé(e) sur instruments dérivés	40
Amortissement pour déplétion et dépréciation	41
Provision pour moins-value sur les actifs incorporels et frais de développement	41
Radiation de frais de financement reportés	42
Provision pour perte de valeur des biens pétroliers et gaziers	42
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées	43
Situation financière, situation de trésorerie et sources de financement	45
Sources et affectation de la trésorerie	45
Perspectives pour 2010	48
Obligations et engagements contractuels	48
Conventions et estimations comptables critiques	48
Modifications comptables en 2009	53
Incidence des nouvelles normes comptables et des normes comptables à adopter en vertu des PCGR du Canada	54
Convergence des PCGR du Canada vers les Normes internationales d'information financière (IFRS)	54
Incidence des nouvelles normes comptables et des normes comptables à adopter en vertu des PCGR des États-Unis	59
Ententes hors bilan	62
Opérations entre apparentés	62

LE PRÉSENT RAPPORT DE GESTION DOIT ÊTRE LU PARALLÈLEMENT AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009. LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ONT ÉTÉ PRÉPARÉS CONFORMÉMENT AUX PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS (LES « PCGR ») DU CANADA. L'INCIDENCE DES PRINCIPALES DIFFÉRENCES ENTRE LES PCGR DU CANADA ET LES PCGR DES ÉTATS-UNIS SUR LES ÉTATS FINANCIERS EST PRÉSENTÉE À LA NOTE 21 DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

NOTRE RAPPORT PORTANT SUR NOS ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES, EN CE QUI A TRAIT AUX VOLUMES ET AUX RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ ET AUX MESURES LIÉES AU RENDEMENT, EST PRÉSENTÉ SELON LA PARTICIPATION DE CONCESSIONNAIRE, DÉDUCTION FAITE DES REDEVANCES. TOUS LES MONTANTS INSCRITS DANS LES TABLEAUX SONT LIBELLÉS EN MILLIERS DE DOLLARS AMÉRICAINS, SAUF LES MONTANTS PAR ACTION ET LES DONNÉES DE PRODUCTION, Y COMPRIS LES PRODUITS ET LES CHARGES PAR BEP.

ACTIVITÉS D'IVANHOE ENERGY

Ivanhoe Energy est une société internationale indépendante qui exerce des activités de mise en valeur et de production de pétrole lourd et met l'accent sur la croissance à long terme de ses réserves et de sa production. Ivanhoe Energy prévoit utiliser des méthodes novatrices sur le plan technologique conçues de manière à améliorer sensiblement le taux de récupération des ressources de pétrole lourd, y compris la technologie HTL^{MC} et les techniques de récupération améliorée du pétrole. En outre, la Société tente d'accroître ses réserves et sa production au moyen de l'exploration et de la production conventionnelles de pétrole et de gaz. Nos activités principales sont basées en Chine, en Mongolie, au Canada et en Équateur, mais il existe des occasions de développement des affaires à l'échelle internationale. À la fin de 2009, la Société, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, a acquis PanAsian Petroleum Inc. et elle a acquis un contrat de partage de la production qui vise la zone d'exploration de 16 839 kilomètres carrés du bloc XVI, dans le bassin Nyalga, en Mongolie.

La technologie de valorisation du pétrole lourd exclusive et brevetée d'Ivanhoe Energy améliore la qualité du pétrole lourd et du bitume en produisant un pétrole lourd plus léger de plus grande valeur, ainsi qu'une source d'énergie dérivée qui peut être utilisée pour générer de la vapeur ou de l'électricité. La technologie HTL^{MC} a le potentiel pour grandement améliorer les aspects économiques et le transport du pétrole lourd. Il existe de par le monde d'importantes quantités de pétrole lourd inexploitées, la plupart ayant été délaissées en raison de préoccupations relatives à l'absence de source d'énergie sur place, de questions de transport ou de faibles écarts de prix entre le prix du lourd et du léger. Dans les régions éloignées du monde, la réduction considérable de la viscosité du pétrole lourd au moyen du processus HTL^{MC} permettra le transport économique du pétrole par pipeline. En plus d'une amélioration notoire de la qualité du pétrole, une installation HTL^{MC} peut générer d'importantes quantités d'énergie supplémentaire pour la production de vapeur et d'électricité utilisées pour la production de pétrole lourd. L'énergie thermique émanant du processus HTL^{MC} offrira aux producteurs de pétrole lourd une solution de rechange au gaz naturel qui est actuellement largement utilisé pour générer de la vapeur et dont les prix sont de plus en plus volatils. Le rendement du produit amélioré à faible viscosité peut dépasser 85 % par volume et une grande partie de la fraction résiduelle est convertie. En plus des produits de pétrole lourd valorisés, une petite quantité de gaz obtenu en sous-produit est générée et une chaleur excédentaire utilisable est produite par le coke obtenu en sous-produit.

La technologie HTL^{MC} peut pratiquement éliminer l'exposition au coût du gaz naturel et des diluants, régler le défi que pose le transport et combler une bonne partie de l'écart de prix entre le lourd et le léger pour les producteurs de pétrole. La technologie HTL^{MC} permet d'obtenir de tels avantages à une échelle beaucoup plus petite et à un coût en capital par baril moindre comparativement aux technologies concurrentielles, et ce, en utilisant des composantes d'usines et des éléments de processus facilement accessibles. Étant donné que les installations HTL^{MC} sont conçues pour être aménagées à proximité de la tête de puits, le diluant et les importantes installations de valorisation spécialisées ne sont plus nécessaires.

APERÇU DES RÉSULTATS DE 2009

En juillet 2009, la Société a cédé ses activités aux États-Unis et en a affecté le produit à ses projets en cours. Afin de refléter adéquatement cette vente dans les états financiers de 2009 de la Société, les résultats des activités aux États-Unis ont été isolés des activités en cours et présentés séparément à titre d'activités abandonnées.

En 2009, les produits tirés de la vente de pétrole liés aux activités poursuivies de la Société ont diminué, passant de 48,4 M\$ en 2008 à 25,0 M\$ en 2009, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole d'un exercice à l'autre. Ces résultats découlent particulièrement des biens productifs en Chine, qui ont également enregistré une diminution des charges d'exploitation, qui sont passées de 21,5 M\$ à 10,2 M\$ de 2008 à 2009. Cette diminution des charges est liée à une réduction des redevances sur bénéfice exceptionnel (un impôt sur les bénéfices exceptionnels défini ci-dessous) ainsi qu'à la baisse des prix du pétrole de 2008 à 2009. Les frais généraux et administratifs ont augmenté considérablement en raison de plusieurs facteurs, notamment l'embauche par la Société de membres clés du personnel afin de faire progresser ses premiers projets HTL^{MC} et de soutenir son équipe de direction, la réaffectation de nombreux membres du personnel des États-Unis, qui ont dû abandonner les tâches qu'ils exerçaient dans nos activités aux États-Unis pour se concentrer sur la progression de notre stratégie de développement des affaires dans notre secteur du pétrole lourd, ainsi que des frais juridiques et connexes non récurrents (se reporter à la rubrique 3 de la partie 1 du présent rapport sur formulaire 10-K).

Les résultats de 2009 au titre des activités abandonnées se sont traduits par une perte de 23,9 M\$, y compris la radiation d'un actif d'impôts futurs de 29,6 M\$ qui ne pouvait plus être utilisé.

Au premier semestre de 2009, pour faire face à la détérioration de l'économie mondiale et aux marchés financiers restreints, la Société a mis l'accent sur la gestion prudente des capitaux tout en continuant de faire progresser ses principaux projets de pétrole lourd au Canada et en Équateur et de développer sa technologie HTL^{MC}. Par conséquent, les activités de mise en valeur des projets Tamarack et Pungarayacu ont continué de progresser, quoique un rythme plus lent, et le groupe Technologie a réalisé une percée technique importante dans le processus HTL^{MC} en réduisant la quantité de pétrole recyclé par une usine jusqu'à 80 %.

Au deuxième semestre de l'exercice, alors que la conjoncture s'est quelque peu rétablie, la Société a conclu deux opérations importantes : 1) l'acquisition d'un bloc d'exploration que nous jugeons de grande qualité, dans le bassin Nyalga, en Mongolie et 2) le dessaisissement de nos activités aux États-Unis. Ces opérations s'inscrivent toujours dans les stratégies déclarées de la Société, car nous avons réaffecté les capitaux investis dans nos activités conventionnelles aux États-Unis à nos projets de pétrole lourd et à l'établissement de nos actifs conventionnels dans nos activités asiatiques.

Pétrole et gaz

Activités intégrées

Les projets de ce secteur comporteront deux volets principaux. Le premier volet sera composé des activités d'exploration et de production conventionnelles ainsi que des techniques de récupération améliorée du pétrole, telles que le procédé de drainage par gravité facilité par l'injection de vapeur. Le deuxième volet sera composé de l'utilisation de la technologie HTL^{MC} pour valoriser le pétrole lourd dans les installations situées dans le champ afin de produire un pétrole brut plus léger et de plus grande valeur. Deux projets phares de la Société sont actuellement présentés dans ce secteur, soit un projet en Alberta (Tamarack) et un bien en Équateur (Pugarayacu), tous deux liés au pétrole lourd.

Activités conventionnelles

L'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole brut et de gaz naturel conventionnels en Chine et en Mongolie constituent les activités de la Société, celle-ci ayant cédé ses activités aux États-Unis. En Chine, les activités de mise en valeur et de production de la Société sont effectuées au champ de pétrole Dagang situé dans la province de Hebei, et les activités d'exploration, au bloc Zitong situé dans la province du Sichuan. En Mongolie, la Société exerce des activités d'exploration préliminaires dans le bassin Nyalga, au sud-est de la capitale, Ulaanbaatar. Les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de la Société en Californie et au Texas ont été vendues à Seneca South Midway LLC.

Développement des affaires et des technologies

Les activités de développement des technologies de la Société ont fait de grandes enjambées en 2009. L'installation d'essai de la charge d'alimentation, à San Antonio, au Texas, a été mise en service au premier trimestre et a immédiatement exercé ses deux rôles, soit soutenir le développement des affaires et continuer de faire progresser la technologie. Cette installation a largement contribué à l'importante amélioration technologique qui a permis d'éliminer le besoin de recycler le pétrole par l'intermédiaire des installations HTL^{MC}, ce qui a considérablement réduit les coûts en capital par baril produit. De plus, l'installation a également commencé à effectuer des essais de traitement à l'égard de divers pétroles lourds en vue de soutenir les plans d'affaires et les occasions de développement.

Parmi ses réussites en développement des affaires, la Société compte la cession de ses activités aux États-Unis, ce qui a permis de réaffecter les capitaux du secteur conventionnel aux États-Unis, secondaire sur le plan stratégique, à nos activités principales conventionnelles liées au pétrole lourd en Asie. La fusion avec PanAsian a également constitué une importante avancée à l'égard de notre stratégie de pétrole et de gaz conventionnels puisqu'elle nous a donné accès à d'importantes occasions d'exploration en Asie. Des occasions supplémentaires au Moyen-Orient, en Amérique du Nord et en Amérique du Sud sont actuellement examinées.

Siège social

Le secteur du siège social de la Société est composé de coûts liés au conseil d'administration, aux membres de la haute direction, à la dette, au financement et à d'autres activités générales de la Société.

Tableau sommaire des données financières

Le tableau suivant présente certaines données consolidées pour les trois derniers exercices :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Produits tirés de la vente de pétrole	24 968 \$	48 370 \$	31 365 \$
Perte nette liée aux activités poursuivies	(37 731) \$	(38 476) \$	(33 433) \$
Perte nette liée aux activités poursuivies par action – de base et diluée	(0,13) \$	(0,15) \$	(0,14) \$
Perte nette et résultat étendu	(61 652) \$	(34 193) \$	(39 207) \$
Perte nette par action – de base et diluée	(0,22) \$	(0,13) \$	(0,16) \$
Production moyenne (bep/j)	1 276	1 339	1 325
Bénéfice net (perte nette) d'exploitation par bep	(6,98) \$	7,59 \$	(1,75) \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des activités poursuivies	(14 993) \$	10 780 \$	1 168 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(12 290) \$	17 053 \$	5 489 \$
Dépenses en immobilisations (activités poursuivies)	(26 373) \$	(21 063) \$	(28 585) \$

RÉSULTATS FINANCIERS – VARIATION DE LA PERTE NETTE D'UN EXERCICE À L'AUTRE

Le tableau suivant présente une analyse sommaire de notre perte nette pour chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 2009 et un sommaire des écarts d'une année à l'autre pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 par rapport à 2008 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport à 2007 :

	2009	Écarts favorables (défavorables)	2008	Écarts favorables (défavorables)	2007
Sommaire de la perte nette par élément significatif :					
Produits tirés des ventes de pétrole	24 968 \$		48 370 \$		31 365 \$
Volumes de production		(2 384) \$		398 \$	
Prix du pétrole		(21 018)		16 607	
Gain (perte) réalisé(e) sur dérivés	124	4 554	(4 430)	(4 096)	(334)
Charges d'exploitation	(10 191)	11 324	(21 515)	(8 515)	(13 000)
Frais généraux et administratifs, déduction faite de la rémunération à base d'actions	(18 002)	(6 198)	(11 804)	(4 127)	(7 677)
Développement des affaires et des technologies, déduction faite de la rémunération à base d'actions	(9 343)	(3 458)	(5 885)	2 715	(8 600)
Intérêts nets	(301)	283	(584)	(548)	(36)
Charge d'impôts exigibles	(1 757)	(1 103)	(654)	(654)	–
Gain (perte) non réalisé(e) sur dérivés	(1 459)	(7 577)	6 118	10 777	(4 659)
Perte de change	(5 220)	(3 693)	(1 527)	(1 226)	(301)
Amortissement pour déplétion et dépréciation	(19 868)	5 893	(25 761)	(5 121)	(20 640)
Rémunération à base d'actions	(3 849)	(833)	(3 016)	135	(3 151)
Provision pour moins-value sur les actifs incorporels et frais de développement	(1 903)	13 151	(15 054)	(15 054)	–
Perte de valeur des biens pétroliers et gaziers	–	–	–	6 130	(6 130)
Radiation de frais de financement reportés	–	2 621	(2 621)	(2 621)	–
Économie d'impôts futurs	9 600	9 600	–	–	–
Activités abandonnées (déduction faite des impôts)	(23 921)	(28 204)	4 283	10 057	(5 774)
Autres	(530)	(417)	(113)	157	(270)
Perte nette	(61 652) \$	(27 459) \$	(34 193) \$	5 014 \$	(39 207) \$

Notre perte nette pour 2009 s'est chiffrée à 61,7 M\$ (0,22 \$ par action) comparativement à notre perte nette de 34,2 M\$ (0,13 \$ par action) en 2008. La diminution de 27,5 M\$ de notre perte nette de 2008 à 2009 est attribuable à une baisse de 18,8 M\$ du total des produits tirés des ventes de pétrole et de gaz et d'un gain réalisé sur instruments dérivés, à une augmentation de 9,7 M\$ des frais généraux et administratifs et des frais de développement des affaires et des technologies, excluant la rémunération à base d'actions, et à une augmentation de 28,2 M\$ de la perte liée aux activités abandonnées, contrebalancées par une diminution de 11,3 M\$ des charges d'exploitation, une diminution de 13,2 M\$ des charges liées à la moins-value d'actifs et une augmentation de 9,6 M\$ de l'économie d'impôts futurs.

Notre perte nette pour 2008 s'est chiffrée à 34,2 M\$ (0,13 \$ par action) comparativement à notre perte nette de 39,2 M\$ (0,16 \$ par action) en 2007. La diminution de 5,0 M\$ de notre perte nette de 2007 à 2008 est attribuable à une hausse de 12,9 M\$ du total des produits tirés des ventes de pétrole et de gaz et de la perte réalisée sur instruments dérivés, à une hausse de 10,8 M\$ du gain non réalisé sur instruments dérivés et à une augmentation de 10,1 M\$ du gain lié aux activités abandonnées, contrebalancées par une augmentation de 8,5 M\$ des charges d'exploitation, une augmentation de 1,4 M\$ des frais généraux et administratifs et des frais de développement des affaires et des technologies, excluant la rémunération à base d'actions, et une augmentation de 8,9 M\$ des charges liées à la moins-value d'actifs.

Les variations importantes des pertes nettes sont expliquées dans la section suivante.

Produits et charges d'exploitation

Asie

- **Prix du pétrole de 2009 comparés à ceux de 2008**

Les prix du pétrole et du gaz ont diminué de 46 % par bep en 2009, entraînant une diminution de 21,0 M\$ des produits par rapport à 2008. Nous avons réalisé un prix moyen de 53,60 \$ le bep en 2009, ce qui représente une diminution de 45,13 \$ le bep par rapport aux prix de 2008. Nous nous attendons à ce que les prix du pétrole brut et du gaz naturel demeurent volatils en 2010.

- **Prix du pétrole de 2008 comparés à ceux de 2007**

Les prix du pétrole et du gaz ont augmenté de 52 % par bep en 2008, générant des produits additionnels de 16,6 M\$ par rapport à 2007. Nous avons réalisé un prix moyen de 98,73 \$ le bep en 2008, ce qui représente une augmentation de 33,87 \$ le bep par rapport aux prix de 2007.

- **Gain (perte) réalisé(e) sur instruments dérivés**

L'accroissement des produits tirés de la hausse des prix du pétrole et du gaz en 2008 a été contrebalancé par une perte réalisée sur instruments dérivés découlant des règlements liés à nos tunnels à prime zéro. Lorsque les prix de référence excèdent les prix plafonds établis en vertu du contrat, la Société doit verser des règlements mensuels (se reporter à la section « Gain (perte) non réalisé(e) sur instruments dérivés » ci-après pour de plus amples renseignements). La variation de ces gains et pertes réalisés découlant de règlements par secteur se détaille comme suit :

Exercice terminé le 31 décembre 2009	Écarts favorables (défavorables)	Exercice terminé le 31 décembre 2008	Écarts favorables (défavorables)	Exercice terminé le 31 décembre 2007
124 \$	4 554 \$	(4 430) \$	(4 096) \$	(334) \$

- **Volumes de production**

La section suivante présente une comparaison des variations des volumes de production pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport à la période correspondante de 2007 :

	Exercices terminés les 31 décembre			Exercices terminés les 31 décembre		
	Bep – net		Variation (%)	Bep – net		Variation (%)
	2009	2008		2008	2007	
Chine :						
Dagang	452 573	471 817	-4 %	471 817	464 206	2 %
Daqing	13 231	18 096	-27 %	18 096	19 379	-7 %
	465 804	489 913	-5 %	489 913	483 585	1 %

- **Volumes de production de 2009 comparés à ceux de 2008**

En 2009, les volumes de production nets ont diminué de 5 %, ou 24 Mbep, par rapport à 2008, ce qui a entraîné une diminution des produits de 2,4 M\$. Cette diminution est imputable à la baisse normale de production du champ pétrolier, contrebalancée en partie par l'augmentation de la productivité découlant des perforations, des stimulations de fractures et des mesures d'intervention en cas d'inondations supplémentaires. De plus, le projet Dagang a atteint l'étape du recouvrement des coûts à compter du 1^{er} septembre 2009, moment auquel la participation directe de la Société est passée de 82 % à 49 %. On s'attend à ce que les taux de production bruts pour 2010 soient semblables à la moyenne de 2009. Au projet Dagang, à la fin de 2009, 38 puits produisaient à un taux de 1 660 b/j, comparativement à 43 puits qui produisaient à un taux de 1 700 b/j à la fin de 2008.

- **Volumes de production de 2008 comparés à ceux de 2007**

En 2008, les volumes de production nets ont augmenté de 1 %, ou 6 Mbep, par rapport à 2007, ce qui a donné lieu à une augmentation des produits de 0,4 M\$. La baisse normale de production du champ pétrolier a été contrebalancée par la production de cinq nouveaux puits de mise en valeur complétés et entrés en production au deuxième semestre de 2007 ainsi que par l'augmentation de la productivité découlant des perforations, des stimulations de fractures et des mesures d'intervention en cas d'inondations supplémentaires.

- **Charges d'exploitation de 2009 comparés à celles de 2008**

Les charges d'exploitation en Chine, y compris les frais d'ingénierie et de soutien et les redevances sur bénéfice exceptionnel, ont diminué de 50 %, soit de 22,05 \$ par bep, en 2009 par rapport à 2008. La majeure partie de la baisse découle d'une diminution de 81 % par bep des redevances sur bénéfice exceptionnel puisque les prix du pétrole ont considérablement diminué par rapport à 2008. Les charges d'exploitation des champs ont diminué de 4,58 \$ par bep. Depuis le 1^{er} janvier 2009, le champ Dagang a atteint la phase de « production commerciale » telle qu'elle est définie dans le contrat de partage de la production conclu avec China National Petroleum Company. Par suite de ce changement, la Société n'est plus tenue d'assumer la totalité des charges d'exploitation, mais seulement sa quote-part de ces charges. De plus, le projet Dagang a atteint l'étape du recouvrement des coûts à compter du 1^{er} septembre 2009. En 2009, en raison de ces deux changements, la Société a payé 82 % des charges d'exploitation pour les huit premiers mois, soit sa quote-part fondée sur la déclaration de production commerciale, et 49 % pour les quatre derniers mois, soit la quote-part suivant le recouvrement des coûts. Si la Société avait payé ces quotes-parts inférieures en 2008, les charges d'exploitation des champs auraient diminué de 0,68 \$ par bep, ou 4 %, par rapport aux niveaux de 2008. Les coûts d'entretien des routes et des concessions, lesquels sont liés aux conditions météorologiques, et la diminution des coûts de reconditionnement des puits sont les principaux facteurs qui expliquent cette diminution. Ces facteurs ont été contrebalancés par l'augmentation des coûts de traitement du pétrole qui découle de la hausse du total des volumes de fluides en 2009.

En mars 2006, le ministre des Finances de la République populaire de Chine a publié un document intitulé *Administrative Measures on Collection of Windfall Gain Levy on Oil Exploration Business* (les « **mesures relatives aux redevances sur bénéfice exceptionnel** »). En vertu des mesures relatives aux redevances sur bénéfice exceptionnel, qui ont pris effet le 26 mars 2006, les entreprises exploitant et vendant du pétrole brut en République populaire de Chine sont assujetties à des redevances sur bénéfice exceptionnel si le prix moyen mensuel pondéré du pétrole brut dépasse 40 \$ le baril. Les redevances sur bénéfice exceptionnel sont imposées à des taux progressifs de 20 % à 40 % sur la tranche du prix de vente moyen pondéré excédant 40 \$ le baril. Le coût des redevances sur bénéfice exceptionnel a été inscrit aux charges d'exploitation dans les états financiers. Les prix du pétrole ayant diminué en 2009, les redevances sur bénéfice exceptionnel ont diminué de 17,14 \$ par bep par rapport à 2008.

En 2010, la Société a été assujettie à un quota de production à son projet Dagang. Par conséquent, nous prévoyons que les charges d'exploitation par baril augmenteront en 2010 par rapport à 2009. L'augmentation globale devrait être légèrement contrebalancée par l'amélioration des méthodes d'entretien qui sont actuellement mises en application dans le champ.

- **Charges d'exploitation de 2008 comparés à celles de 2007**

Les charges d'exploitation en Chine, y compris les frais d'ingénierie et de soutien et les redevances sur bénéfice exceptionnel, ont augmenté de 63 %, soit de 17,03 \$ par bep, en 2008 par rapport à 2007. Les charges d'exploitation des champs ont augmenté de 3,62 \$ par bep, principalement en raison de l'augmentation du pourcentage des frais de bureau attribuables aux champs qui a été affecté à l'exploitation plutôt qu'aux dépenses en immobilisations, puisque nos projets d'investissement ont diminué. En outre, le nombre de jours en service des appareils de forage et l'injection d'eau ont augmenté, ce qui a entraîné une hausse des coûts d'énergie en 2008, par rapport à 2007. Ces augmentations ont été contrebalancées par la diminution des coûts liés à l'accès à la route et à la couverture d'assurance ainsi que par une baisse des salaires liés à la gestion de projet. En 2008, le montant des redevances sur bénéfice exceptionnel a augmenté de façon marquée à mesure qu'ont augmenté les prix du pétrole, ce qui a donné lieu à une augmentation de 13,46 \$ par bep par rapport à 2007.

* * *

Le tableau suivant présente les données relatives à la production et à l'exploitation par bep, y compris les produits tirés de la vente de pétrole et de gaz, les charges d'exploitation et l'amortissement pour déplétion :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Production nette			
Bep	465 804	489 913	483 585
Bep/j pour l'exercice	1 276	1 339	1 325
	Par bep		
Produits tirés des ventes de pétrole et de gaz	53,60 \$	98,73 \$	64,86 \$
Charges d'exploitation des champs	17,02	21,70	18,08
Redevances sur bénéfice exceptionnel	4,00	21,14	7,68
Frais d'ingénierie et de soutien	0,86	1,08	1,12
	21,88	43,92	26,88
Produits d'exploitation nets	31,72	54,81	37,98
Amortissement pour déplétion	38,70	47,22	39,73
Bénéfice net (perte nette) d'exploitation	(6,98) \$	7,59 \$	(1,75) \$

Frais généraux et administratifs

Les variations des frais généraux et administratifs, avant et après la prise en compte des augmentations de la rémunération à base d'actions hors trésorerie, par secteur, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport à la période correspondante de 2007 sont les suivantes :

	2009 par rapport à 2008	2008 par rapport à 2007
Écarts favorables (défavorables)		
Activités pétrolières		
Canada	498 \$	(1 627) \$
Équateur	(1 611)	(658)
Asie	(810)	(141)
Frais du siège social	(5 518)	(2 023)
	(7 441)	(4 449)
Déduire : rémunération à base d'actions	1 243	322
	(6 198) \$	(4 127) \$

• Frais généraux et administratifs de 2009 par rapport à ceux de 2008

Canada

En juillet 2008, la Société a acquis des participations directes dans deux concessions situées en Alberta, au Canada. Certains frais généraux et administratifs, y compris les salaires et charges sociales, liés aux activités au Canada sont maintenant capitalisés.

Équateur

Au cours du quatrième trimestre de 2008, la Société a conclu un contrat en vue de l'exploration et de la mise en valeur du bloc 20. Les frais généraux et administratifs engagés avant la conclusion de ce contrat étaient minimes, et les frais engagés après la conclusion de ce contrat comprennent l'installation d'un bureau en Équateur, ce qui inclut l'embauche d'employés locaux et la réaffectation d'employés qui travaillaient auparavant dans le secteur d'exploitation correspondant à nos activités abandonnées, ainsi que la réaffectation des frais de bureau de ce secteur.

Asie

En 2009, les frais généraux et administratifs liés aux activités en Chine ont augmenté de 0,8 M\$ par rapport à 2008. Cette augmentation découle essentiellement de la baisse du montant des frais généraux et administratifs affectés aux projets d'investissement en 2009.

Siège social

Les frais généraux et administratifs liés aux activités du siège social ont augmenté de 4,5 M\$ en raison des frais juridiques et connexes (se reporter à la rubrique 3 de la partie I du présent rapport sur formulaire 10-K), des frais liés à l'utilisation de l'avion de la Société et de la réaffectation au siège social de membres du personnel qui étaient auparavant affectés à notre secteur d'exploitation des États-Unis. Cette augmentation a été contrebalancée par la diminution des salaires et des charges sociales, notamment une indemnité de départ non récurrente en 2008, la réattribution de la rémunération de certains cadres aux activités de développement des affaires au début du troisième trimestre de 2008 et la réduction du salaire d'un dirigeant qui a donné sa démission au deuxième trimestre de 2008.

- **Frais généraux et administratifs de 2008 par rapport à ceux de 2007**

Canada

Tel qu'il est décrit ailleurs dans le présent rapport annuel, la Société a acquis, en juillet 2008, des participations directes dans deux concessions situées en Alberta, au Canada. Les frais généraux et administratifs liés aux activités au Canada pour 2008 comprennent l'embauche de personnel clé, la réattribution des ressources existantes et certains frais de premier établissement. Au cours des périodes antérieures, ces frais étaient imputés au secteur Développement des affaires et des technologies.

Équateur

Tel qu'il est décrit ailleurs dans le présent rapport annuel, la Société a conclu, au quatrième trimestre de 2008, un contrat qui prévoit des travaux d'exploration et de mise en valeur dans le bloc 20. Les frais généraux et administratifs liés aux activités en Équateur pour 2008 comprennent les déplacements, les contrats de service, l'embauche de personnel clé, la réaffectation des ressources existantes et certains frais de premier établissement.

Asie

Les frais généraux et administratifs liés aux activités en Chine ont augmenté de 0,1 M\$ pour 2008 par rapport à 2007 principalement en raison d'augmentations des honoraires de consultation et de vérification, des loyers et des coûts liés aux installations.

Siège social

Les frais généraux et administratifs liés aux activités du siège social ont augmenté de 2,0 M\$ en 2008, comparativement à 2007. L'augmentation est essentiellement imputable à une hausse de 0,6 M\$ de la provision pour créances irrécouvrables, de 1,0 M\$ des frais liés à l'utilisation de l'avion de la Société et de 0,5 M\$ des honoraires de recrutement.

Développement des affaires et des technologies

Les variations des frais de développement des affaires et des technologies, avant et après la prise en compte des augmentations de la rémunération à base d'actions hors trésorerie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 par rapport à 2008 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport à 2007 sont les suivantes :

- **Développement des affaires et des technologies de 2009 par rapport à 2008**

Les frais de développement des affaires et des technologies ont augmenté de 3,0 M\$ (compte tenu des variations de la rémunération à base d'actions) en 2009, par rapport à 2008, principalement en raison d'une réattribution de la

rémunération de certains cadres aux activités de développement des affaires au début du troisième trimestre de 2008, du démarrage de l'installation d'essai de la charge d'alimentation, de la mise en place d'un bureau à Houston en 2008 et de plusieurs initiatives de financement de projets au premier trimestre de 2009.

- **Développement des affaires et des technologies de 2007 par rapport à 2006**

Les frais de développement des affaires et des technologies ont diminué de 3,2 M\$ (compte tenu des variations de la rémunération à base d'actions) en 2008, comparativement à 2007, principalement en raison d'une baisse des charges d'exploitation liées à l'installation de démonstration commerciale par suite de plusieurs importantes campagnes de valorisation du pétrole lourd aux premier et deuxième trimestres de 2007. Ces diminutions ont été contrebalancées par des augmentations de la charge de rémunération liées à la constitution d'une équipe technologique de base HTL^{MC}.

Perte de change

L'augmentation de la perte de change d'une période à l'autre découle principalement de la perte non réalisée sur la dette à long terme libellée en dollars canadiens.

Intérêts nets

- **Intérêts nets de 2009 comparés à ceux de 2008**

Les intérêts débiteurs ont diminué de 0,5 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison essentiellement de la diminution de notre dette à long terme par suite d'un remboursement de 3,0 M\$ sur notre facilité de prêt pour nos activités en Chine au cours du quatrième trimestre de 2008 et du remboursement d'un billet de société à court terme au cours du troisième trimestre de 2008.

- **Intérêts nets de 2008 comparés à ceux de 2007**

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 0,7 M\$ en 2008 par rapport à 2007, en partie en raison de retraits sur un nouvel emprunt lié aux activités en Chine au quatrième trimestre de 2007 et d'un emprunt à court terme en cours de mai 2008 à août 2008. Les intérêts créditeurs ont également légèrement augmenté en 2008, par rapport à 2007, en raison des dépôts en espèces liés au placement privé de juillet 2008.

Gain (perte) non réalisé(e) sur instruments dérivés

À la demande de ses prêteurs, la Société a conclu un tunnel à prime zéro pour réduire au minimum la fluctuation de ses flux de trésorerie imputable à la vente d'environ 50 % de sa production estimative tirée du champ Dagang en Chine sur une période de trois ans débutant en septembre 2007. Cet instrument dérivé était assorti d'un prix plafond de 84,50 \$ le baril et d'un prix plancher de 55,00 \$ le baril et est fondé sur le WTI, indice négocié à la New York Mercantile Exchange. En décembre, la Société a remboursé le solde du prêt à payer au prêteur et cet instrument dérivé a par la suite été annulé.

La Société est tenue de comptabiliser ces contrats selon la méthode de l'évaluation à la valeur de marché. Puisque les prix de référence prévus excèdent les prix plafonds établis en vertu du contrat, les contrats présentent une valeur négative ou un passif. Ces prix de référence ont atteint des sommets inégalés au début du troisième trimestre de 2008 avant de faire une chute considérable à la fin du quatrième trimestre pour s'établir à leur plus bas niveau depuis plusieurs années. La faiblesse des prix de référence s'est poursuivie au premier semestre de 2009 et une reprise a été enregistrée au dernier semestre de l'exercice. Les variations de ces gains et pertes non réalisés sur règlement par secteur se détaillent comme suit :

Exercice terminé le 31 décembre 2009	Écarts favorables (défavorables)	Exercice terminé le 31 décembre 2008	Écarts favorables (défavorables)	Exercice terminé le 31 décembre 2007
(1 459) \$	(7 577) \$	6 118 \$	10 777 \$	(4 659) \$

Amortissement pour déplétion et dépréciation

La principale dotation de cette catégorie est l'amortissement pour déplétion des valeurs comptables des biens pétroliers et gaziers de nos centres de coûts de la Chine sur la durée de vie de leurs réserves de pétrole et de gaz prouvées telles qu'elles ont été établies par des évaluateurs indépendants des réserves. Pour obtenir de plus amples renseignements sur notre méthode de calcul de l'amortissement pour déplétion et d'établissement de nos réserves prouvées, se reporter aux sections intitulées « Conventions et estimations comptables critiques – Réserves de gaz et de pétrole » et « Conventions et estimations comptables critiques – Amortissement pour déplétion » de la présente rubrique 7.

- **Amortissement pour déplétion et dépréciation de 2009 par rapport à 2008**

Asie

Le taux d'amortissement pour déplétion en Chine a diminué de 8,52 \$ par bep en 2009 par rapport à 2008, ce qui a donné lieu à une diminution de 5,1 M\$ de la dotation à l'amortissement pour déplétion pour 2009. La diminution du taux d'un exercice à l'autre est principalement liée à une augmentation du total des réserves prouvées estimatives à notre projet Dagang attribuable à la réduction des taux de diminution et à l'amélioration des taux de récupération. La diminution des réserves de 1,1 M\$ de la dotation à l'amortissement pour déplétion d'un exercice à l'autre découle de la diminution de la production.

Développement des affaires et des technologies

L'amortissement pour dépréciation dans ce secteur a diminué de 1,0 M\$ en 2009, par rapport à 2008, en raison de l'installation de démonstration commerciale de la Société qui n'a été amortie que pour les deux premiers trimestres de 2009, ce qui a été contrebalancé par le début de l'amortissement pour dépréciation du solde comptable de l'installation d'essai de la charge d'alimentation.

- **Amortissement pour déplétion et dépréciation de 2008 par rapport à 2007**

Asie

Le taux d'amortissement pour déplétion en Chine a augmenté de 7,50 \$ par bep en 2008 par rapport à 2007, ce qui a donné lieu à une augmentation de 3,7 M\$ de la dotation à l'amortissement pour déplétion pour 2008. L'augmentation du taux d'un exercice à l'autre est principalement liée à la perte de valeur des coûts de forage et d'achèvement des puits liés au deuxième puits d'exploration à Zitong au cours du quatrième trimestre de 2007. L'augmentation est également liée, à hauteur de 0,2 M\$, à l'augmentation de la production.

Développement des affaires et des technologies

L'amortissement pour dépréciation de l'installation de démonstration commerciale est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur toute sa durée de vie utile, laquelle est fondée sur la durée actuelle de l'entente conclue avec Aera Energy LLC visant l'utilisation de son bien aux fins d'essai de l'installation de démonstration commerciale. Une étude officielle a été réalisée en 2008, selon laquelle la valeur de récupération estimative a été réduite et l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations augmentée, ce qui a donné lieu à une augmentation de la valeur amortissable.

Provision pour moins-value sur les actifs incorporels et frais de développement

Au cours du troisième trimestre de 2009, la Société a établi que l'achèvement et les améliorations subséquentes à son joyau technologique, l'installation d'essai de la charge d'alimentation à San Antonio, avaient réduit à néant l'utilité commerciale de l'installation de démonstration commerciale. Par conséquent, le processus d'abandon a commencé et la Société a réduit la valeur comptable nette des coûts liés à l'installation de démonstration commerciale au 30 septembre 2009. La valeur comptable de l'installation de démonstration commerciale, déduction faite de l'amortissement pour dépréciation, laquelle s'établissait à 0,9 M\$, a été réduite à néant et une diminution correspondante a été enregistrée dans nos résultats d'exploitation. De plus, le bilan de la Société présentait des frais

reportés de 1,0 M\$ liés à la recherche de projets au Moyen-Orient. Au quatrième trimestre de 2009, la valeur comptable totale de ces frais a été réduite à néant et une diminution correspondante a été enregistrée dans nos résultats d'exploitation.

La Société travaille sur un projet faisant appel à la technologie GTL depuis un certain temps déjà, mais n'a pas réussi à conclure une entente définitive ni à obtenir le financement nécessaire. Par conséquent, la Société a réduit à néant la valeur comptable des coûts liés à la technologie GTL au 31 décembre 2008. La valeur comptable des frais de développement liés à la technologie GTL de 5,1 M\$ et des coûts de 10,0 M\$ des licences liées à la technologie GTL, lesquelles constituent des actifs incorporels, a été réduite à néant et une réduction équivalente a été inscrite à nos résultats d'exploitation. Cette perte de valeur ne change en rien l'intention de la Société d'aller de l'avant avec ce projet faisant appel à la technologie GTL actuellement en cours en Égypte.

En 2007, nous n'avons comptabilisé aucune réduction de valeur au titre de nos actifs incorporels ou de nos frais de développement.

Radiation de frais de financement reportés

La Société a engagé des honoraires et des frais liés à la prestation de services professionnels dans le cadre de la mise en œuvre d'activités de financement par la filiale chinoise de la Société, Sunwing Energy. Au cours du quatrième trimestre de 2008, ces activités de financement ont été reportées indéfiniment et, par conséquent, les coûts connexes ont été radiés et une réduction correspondante a été inscrite aux résultats d'exploitation.

Provision pour perte de valeur des biens pétroliers et gaziers

Comme il est mentionné ci-après dans la présente rubrique 7, à la section « Conventions et estimations comptables critiques – Perte de valeur des biens pétroliers et gaziers prouvés », nous appliquons trimestriellement un test de dépréciation à chacun des biens pétroliers et gaziers prouvés de nos centres de coûts. Si au terme de cette évaluation la valeur comptable d'un centre de coûts excède ses flux de trésorerie futurs nets prévus provenant de ses réserves probables et prouvées, une provision pour perte de valeur est constatée dans les résultats d'exploitation.

• Perte de valeur des biens pétroliers et gaziers de 2008 par rapport à celle de 2007

Nous n'avons appliqué aucune perte de valeur à nos biens pétroliers et gaziers en 2009 ou en 2008, comparativement à une perte de valeur de 6,1 M\$ à nos biens pétroliers et gaziers de la Chine en 2007.

Charge/économie d'impôts

Asie

Une charge d'impôts exigibles de 1,4 M\$ a été enregistrée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, laquelle se composait d'un montant de 0,4 M\$ pour l'année d'imposition 2009 et d'un ajustement net de 1,0 M\$ pour 2008, comparativement à une charge de 0,6 M\$ pour la période correspondante de 2008. En avril 2009, le bureau de l'administration de l'impôt de l'État chinois a présenté des modifications des périodes d'amortissement pour dépréciation pour les sociétés pétrolières et gazières. La période minimale est passée de six à huit ans, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008. Par conséquent, en présentant la déclaration fiscale définitive pour 2008 au deuxième trimestre de 2009, des impôts à payer additionnels de 1,0 M\$ ont été calculés.

Développement des affaires et des technologies

Avant que la Société vende son secteur d'exploitation aux États-Unis en juillet 2009, tel qu'il est expliqué plus en détail à la note 14 des états financiers ci-joints, la Société avait des actifs d'impôts futurs attribuables à des pertes d'exploitation nettes reportées liées à ce secteur d'exploitation. Ces actifs d'impôts futurs étaient contrebalancés en partie par certains passifs d'impôts futurs aux États-Unis et par une provision pour moins-value. Au 30 juin 2009, à la suite de la vente du secteur d'exploitation, la Société ne pouvait plus contrebalancer ces actifs et ces passifs d'impôts et a dû présenter ces actifs d'impôts futurs comme des « actifs liés aux activités abandonnées », de même qu'un passif d'impôts futurs, d'un montant de 29,6 M\$, dans le bilan au 30 juin 2009. Les actifs d'impôts futurs

classés comme « actifs liés aux activités abandonnées » ont finalement été inclus dans la perte de 23,4 M\$ à la cession, telle qu'il est expliqué à la note 19. Des changements ont été apportés au passif d'impôts futurs au cours du troisième trimestre de 2009 d'après les prévisions révisées relativement au bénéfice imposable et à l'utilisation des reports en avant de pertes d'exploitation nettes. Au 31 décembre 2009, le passif d'impôts futurs de la Société, présenté sur le bilan ci-joint, s'élevait à 20,0 M\$.

Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées

L'information qui suit n'a trait qu'aux activités aux États-Unis. La vente des activités situées aux États-Unis s'est conclue le 17 juillet 2009. Les activités aux États-Unis ont été comptabilisées à titre d'activités abandonnées en vertu des PCGR du Canada sur une base rétroactive, et les résultats au 31 décembre 2008 et pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2008 ont été modifiés en conséquence.

Le tableau qui suit présente les résultats d'exploitation liés à ces activités abandonnées pour les périodes indiquées :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Produits			
Produits tirés de la vente de pétrole et de gaz	5 455 \$	18 120 \$	12 270 \$
Gain (perte) sur instruments dérivés	189	278	(5 594)
Intérêts créditeurs	8	98	152
	<u>5 652</u>	<u>18 496</u>	<u>6 828</u>
Charges			
Charges d'exploitation	2 132	5 137	4 319
Frais généraux et administratifs	139	2 413	1 972
Amortissement pour dépréciation	3 772	6 143	5 884
Intérêts débiteurs et frais de financement	173	520	427
	<u>6 216</u>	<u>14 213</u>	<u>12 602</u>
Bénéfice (perte) avant la cession	(564)	4 283	(5 774)
Perte à la cession (déduction faite des impôts de 29,6 M\$ pour 2009 et de néant pour 2008 et 2007)	<u>(23 357)</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées	<u>(23 921) \$</u>	<u>4 283 \$</u>	<u>(5 774) \$</u>

- **Produits et charges d'exploitation**

Prix et gain/perte sur dérivés

En ce qui a trait aux activités aux États-Unis, nous avons réalisé un prix moyen de 44,03 \$ le bep en 2009, ce qui représente une diminution de 44,64 \$ le bep et une tranche de 5,5 M\$ de la diminution de nos produits, et nous avons réalisé un prix moyen de 88,67 \$ le bep en 2008, ce qui représente une augmentation de 26,96 \$ le bep et une tranche de 5,5 M\$ de l'augmentation de nos produits.

L'accroissement des produits tirés de la hausse des prix du pétrole et du gaz en 2008 a été contrebalancé par la perte réalisée sur instruments dérivés découlant des règlements liés à nos instruments dérivés sous forme de tunnels à prime zéro. Lorsque les prix de référence excèdent les prix plafonds établis en vertu du contrat, la Société doit verser des règlements mensuels (se reporter à la section « Gain (perte) non réalisé(e) sur instruments dérivés » ci-après pour de plus amples renseignements). La Société a réalisé une perte nette de 5,2 M\$ sur ces règlements en 2008, contre une perte nette réalisée de 1,3 M\$ en 2007.

Volumes de production

Grâce aux activités aux États-Unis, nous avons produit 124 Mbep, comparativement à 204 Mbep en 2008. Cette diminution est imputable à la vente de ces activités aux États-Unis au milieu de l'exercice 2009. En 2008, les volumes de production aux États-Unis ont augmenté de 3 % par rapport à 2007 et ont représenté une tranche de 0,3 M\$ de la hausse de nos produits. Les variations des volumes de production aux États-Unis sont principalement attribuables au programme de forage mis en œuvre au premier trimestre de 2008 à South Midway. En outre, une augmentation de la production en 2008 est attribuable à une augmentation des activités d'injection de vapeur au cours des deux premiers mois de 2008 et à des arrêts de production inhabituels liés aux activités d'injection de vapeur en 2007 en raison de l'indisponibilité de nos deux générateurs de vapeur pour une période prolongée. L'achat d'un second générateur de vapeur et la modernisation du générateur de vapeur existant ont permis l'élaboration d'un programme complet d'injection de vapeur en 2008.

Charges d'exploitation

En 2009, les charges d'exploitation des champs ont diminué de 7,92 \$ par bep, essentiellement parce que la direction a réaffecté le personnel technique de ce secteur à d'autres secteurs en prévision de la vente de ces activités.

En 2008, les charges d'exploitation des champs ont augmenté de 4,21 \$ par bep principalement en raison de l'augmentation des activités d'injection de vapeur à South Midway. Les deux générateurs de vapeur étaient en panne vers la fin du premier trimestre et au cours du deuxième trimestre de 2007. En outre, le prix du gaz naturel a augmenté considérablement en 2008 par rapport à 2007.

- **Frais généraux et administratifs**

En 2009, les frais généraux et administratifs ont considérablement diminué par rapport à 2008, en partie en raison de la vente de ces activités aux États-Unis au milieu de l'exercice 2009 et en partie en raison des actifs et du personnel non liés aux champs transférés à la société mère.

Les frais généraux et administratifs ont augmenté de 0,4 M\$ en 2008 par rapport à 2007. La hausse enregistrée en 2008 s'explique principalement par une diminution de l'affectation aux dépenses en immobilisations et à l'exploitation et par la provision pour créances irrécouvrables liées à certaines factures de coentreprises, contrebalancées par la réaffectation de personnel au secteur Développement des affaires et des technologies.

- **Intérêts nets**

Par rapport aux exercices précédents, les intérêts débiteurs ont augmenté en 2008 et en 2007 en raison de retraits supplémentaires effectués sur notre facilité d'emprunt.

- **Gain (perte) non réalisé(e) sur instruments dérivés**

À la demande de ses prêteurs, la Société a conclu des tunnels à prime zéro pour réduire au minimum la fluctuation de ses flux de trésorerie imputable à la vente d'environ 75 % de sa production estimative tirée du bien de South Midway en Californie et du bien de Spraberry dans l'ouest du Texas sur une période de deux ans débutant en novembre 2006 et sur une période de six mois débutant en novembre 2008. Ces instruments dérivés sont assortis de prix plafonds de 65,20 \$ et de 70,08 \$ le baril et de prix planchers de 63,20 \$ et de 65,00 \$ le baril, respectivement, et sont fondés sur le WTI, indice négocié à la NYMEX.

La Société est tenue de comptabiliser ces contrats selon la méthode de l'évaluation à la valeur de marché. Puisque les prix de référence prévus excèdent les prix plafonds établis en vertu du contrat, les contrats présentent une valeur négative ou un passif. Ces prix de référence ont atteint des sommets inégalés au début du troisième trimestre de 2008 avant de reculer de façon constante à la fin du quatrième trimestre pour s'établir à leur plus bas niveau depuis plusieurs années. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la Société a affiché des gains non réalisés de 5,5 M\$ relativement à ces opérations sur dérivés, comparativement à une perte nette non réalisée de 4,3 M\$ en 2007.

- **Amortissement pour déplétion**

Les écarts entre les taux d'amortissement pour déplétion de 2009, de 2008 et de 2007 étaient inférieurs à 1,00 \$. Toute fluctuation d'un exercice à un autre découlait des écarts de production.

Situation financière, situation de trésorerie et sources de financement

Sources et affectation de la trésorerie

Le tableau suivant présente un résumé de nos flux de trésorerie provenant des activités poursuivies et abandonnées pour les périodes indiquées :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'exploitation	(12 290) \$	17 053 \$	5 489 \$
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	6 396 \$	(49 321) \$	(22 287) \$
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	(11 875) \$	70 751 \$	14 275 \$
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(17 753) \$	27 909 \$	(2 523) \$

Comme il est indiqué dans les états financiers consolidés non vérifiés ci-joints, nous avons des pertes et des flux de trésorerie négatifs provenant de nos activités d'exploitation et un déficit cumulé important. Historiquement, nous avons surtout utilisé des sources externes pour le financement de nos activités et de nos acquisitions de projets et de biens pétroliers et gaziers, pour assurer le service des obligations à long terme et pour développer nos technologies et nos projets majeurs, et la principale source de fonds a été les marchés des actions et des titres d'emprunt publics et privés. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société ne seront pas suffisants pour respecter ses obligations en matière d'exploitation et d'investissement. Par conséquent, la Société a l'intention de financer ses projets d'exploitation et d'investissement au moyen d'une combinaison d'investissements stratégiques dans ses projets et des marchés des actions et des titres d'emprunt publics et privés, que ce soit au niveau de la société mère ou du projet.

Les principaux facteurs qui pourraient avoir une incidence négative sur notre capacité à obtenir des fonds de sources externes sont, entre autres :

- L'incapacité à attirer des investisseurs stratégiques pour nos projets;
- La volatilité des marchés des actions et des titres d'emprunt publics et privés;
- L'augmentation des taux d'intérêt ou des différentiels de taux, de même que les limites quant à la disponibilité du crédit, qui ont une incidence sur notre capacité à emprunter au titre d'éventuelles facilités de crédit futures, garanties ou non;
- La diminution du cours du marché pour nos actions ordinaires.

- **Activités d'exploitation**

Des flux de trésorerie de 12,3 M\$ ont été affectés à nos activités d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, comparativement à des flux de trésorerie provenant de nos activités d'exploitation de 17,1 M\$ et de 5,5 M\$ pour les exercices 2008 et 2007. La baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 est imputable en grande partie à un recul important des prix du pétrole et du gaz, contrebalancé par une augmentation des charges. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 est attribuable en grande partie à une augmentation de 50 % des prix du pétrole et du gaz, contrebalancée par une augmentation des charges et des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, par rapport à 2007.

- **Activités d'investissement**

Nous avons affecté des flux de trésorerie de 6,4 M\$ à nos activités d'investissement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, comparativement à 49,3 M\$ pour l'exercice 2008 et à 22,3 M\$ pour l'exercice 2007. En 2009, ces écarts s'expliquent par les flux de trésorerie provenant des activités abandonnées de 35,3 M\$, qui correspondent essentiellement au produit de la vente de ces activités. En 2008, ces écarts s'expliquent principalement par le montant de 22,3 M\$ payé comme tranche de la contrepartie liée à l'acquisition de la participation directe de 100 % dans deux concessions situées dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca, dans la province canadienne d'Alberta (se reporter à la note 18 des états financiers pour plus de détails). Par ailleurs, la Société a reçu un produit de 9,0 M\$ découlant du recouvrement de frais de développement en 2007, comparativement à néant en 2008 et en 2009. Les dépenses en immobilisations ont également augmenté de 5,3 M\$ en 2009 par rapport à 2008, comparativement à une diminution de 7,5 M\$ en 2008 par rapport à 2007.

Les variations des dépenses en immobilisations par secteur se détaillent comme suit :

	Exercices terminés les 31 décembre			Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	(Augmentation) diminution	2008	2007	(Augmentation) diminution
Activités pétrolières et gazières :						
Canada	12 756 \$	6 484 \$	(6 272) \$	6 484 \$	– \$	(6 484) \$
Équateur	5 380	1 369	(4 011)	1 369	–	(1 369)
Asie	6 049	8 378	2 329	8 378	23 488	15 110
Développement des affaires et des technologies	2 093	4 832	2 739	4 832	5 097	265
Siège social	95	–	(95)	–	–	–
	<u>26 373 \$</u>	<u>21 063 \$</u>	<u>(5 310) \$</u>	<u>21 063 \$</u>	<u>28 585 \$</u>	<u>7 522 \$</u>

Canada

Tel qu'il est mentionné ci-dessus, deux concessions situées au Canada ont été acquises au troisième trimestre de 2008. Pour ces deux exercices, les dépenses en immobilisations comprennent des frais liés aux mesures d'intervention en cas d'urgence, des frais liés aux travaux sismiques et environnementaux et des intérêts capitalisés.

Équateur

En 2009, l'augmentation des activités d'investissement est attribuable à la conclusion, en octobre 2008, d'un contrat visant l'exploration et la mise en valeur du champ de pétrole lourd Pungarayacu, en Équateur, grâce à notre technologie HTL^{MC}, y compris l'achèvement de l'évaluation environnementale, l'obtention de licences et de permis environnementaux en mai 2009 et les coûts préliminaires liés au démarrage des activités de forage d'évaluation au cours du troisième trimestre terminé le 30 septembre 2009. Le forage du premier puits a été effectué au cours du quatrième trimestre de 2009.

Asie

Les dépenses en immobilisations ont diminué de 2,3 M\$ en 2009 par rapport à 2008. Les dépenses engagées au champ Dagang ont diminué de 2,6 M\$ en 2009, par rapport à la période correspondante de 2008, en raison d'un nombre moins élevé de stimulations de fractures réalisées en 2009 par rapport à 2008 et d'une diminution connexe des frais de bureau attribuables aux champs. En ce qui a trait au projet dans la province du Sichuan, les dépenses ont connu une légère baisse de 0,7 M\$ en 2009, par rapport à celles engagées en 2008, en raison d'une baisse des coûts de main-d'œuvre et des frais liés aux travaux d'interprétation sismique. Les travaux de forage devraient commencer au deuxième trimestre de 2010 et se terminer à la fin de 2010. L'achèvement et l'évaluation des zones d'intérêt sont également prévus pour la fin de 2010.

La baisse des investissements dans ce secteur en 2008, par rapport à 2007, est imputable à une diminution de 9,6 M\$ des dépenses en immobilisations engagées à Zitong et à une diminution de 5,5 M\$ des dépenses en immobilisations engagées à Dagang. Les dépenses engagées à Zitong en 2008 se sont limitées aux dépenses engagées pour le commencement de la deuxième phase du programme d'exploration; ces dépenses ont été relativement minimes, comparativement aux coûts de forage et d'achèvement des puits qui avaient été engagés en 2007 pour la réalisation de la première phase du programme, menée à terme en décembre 2007. À Dagang, le forage de cinq nouveaux puits de mise en valeur avait été démarré en 2007, alors que seule une série de projets de stimulation de fractures a été réalisée en 2008.

Développement des affaires et des technologies

La diminution des dépenses en immobilisations en 2009 par rapport à 2008 est attribuable au calendrier des coûts liés à la construction et à la livraison de l'installation d'essai de la charge d'alimentation. De plus, il y a eu des modifications à l'installation d'essai de la charge d'alimentation en 2009 pour qu'elle puisse fonctionner plus longtemps et afin d'améliorer ses capacités de développement de propriété intellectuelle.

La diminution des dépenses en immobilisations en 2008 par rapport à 2007 est attribuable au calendrier des coûts liés à la construction et à la livraison de l'installation d'essai de la charge d'alimentation.

Activités abandonnées

Un faible nombre d'activités d'investissement a été enregistré en 2009. L'augmentation de 1,5 M\$ des dépenses en immobilisations aux États-Unis en 2008 par rapport à 2007 découle principalement des huit programmes de forage de puits à South Midway en 2008, comparativement au coût d'un nouveau générateur de vapeur en 2007.

• **Activités de financement**

En 2009, les activités de financement comprenaient principalement les paiements finaux sur un billet à long terme et le remboursement d'un billet associé aux activités abandonnées. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les activités de financement consistaient principalement en un placement privé réalisé au troisième trimestre de 2008. En juillet 2008, la Société a réalisé un placement privé de 88,0 M\$ CA constitué de 29 334 000 bons de souscription spéciaux (les « **bons de souscription spéciaux** ») au prix de 3,00 \$ CA le bon de souscription spécial (le « **placement** »). Chaque bon de souscription spécial donne au porteur le droit d'acquérir une action ordinaire de la Société par suite de l'exercice du bon de souscription spécial. En août 2008, tous les bons de souscription spéciaux ont été exercés, pour un total de 29 334 000 actions ordinaires. Le produit net du placement de bons de souscription spéciaux s'est élevé à environ 83,4 M\$ CA.

De plus, en avril 2008, la Société a contracté auprès d'une tierce société de financement un emprunt de 5,0 M\$ CA portant intérêt au taux annuel de 8 %. Le capital et les intérêts courus et à payer ont été convertis en actions ordinaires de la Société au prix de conversion de 2,24 \$ CA l'action en août 2008, au gré du porteur.

Ces rentrées de fonds ont été contrebalancées par des honoraires et des frais liés à la prestation de services professionnels de 2,6 M\$ dans le cadre de la mise en œuvre d'activités de financement par la filiale chinoise de la Société, Sunwing Energy, et par le paiement à échéance, le 31 décembre 2008, d'un billet à ordre d'un montant en capital de 12,5 M\$ CA plus les intérêts à payer à Talisman.

Les activités de financement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 étaient constituées de trois retraits totalisant 13,0 M\$ (12,4 M\$, déduction faite des frais de financement) sur deux facilités de prêt distinctes, dont une était liée à nos activités abandonnées. Cette augmentation des emprunts a été contrebalancée par les versements prévus sur la dette de 2,5 M\$. Les activités de financement de 2007 tenaient également compte d'un montant de 4,0 M\$ provenant de l'exercice des bons de souscription. Contrairement à 2007, aucun bon de souscription n'a été exercé en 2006, mais un placement privé d'actions ordinaires de 25,3 M\$ a été effectué.

Perspectives pour 2010

Notre programme de dépenses en immobilisations de 2010 se situe dans une fourchette de 100,0 M\$ à 125,0 M\$ et comprendra ce qui suit : a) la poursuite de la progression des projets de mise en valeur du pétrole lourd à Tamarack et Pungarayacu, b) le forage d'exploration de la zone d'intérêt Zitong, dans la province du Sichuan, en Chine, c) les principaux frais d'ingénierie et de développement pour l'amélioration de notre technologie exclusive de valorisation du pétrole HTL^{MC} et d) les légers travaux d'entretien au champ de pétrole Dagang, dans la province du Hebei, en Chine. Les plans de la direction à l'égard des besoins en financement pour 2010 et par la suite comprennent un placement privé de bons de souscription spéciaux récent, décrit à la note 20 des états financiers ci-joints, et, à long terme, la conclusion possible de partenariats et d'autres ententes avec des partenaires stratégiques ainsi que le financement traditionnel de projets futurs, le financement par emprunt, le financement mezzanine ou la vente de titres de participation.

Les partenaires stratégiques potentiels avec lesquels la Société entretient des discussions sont principalement des sociétés pétrolières nationales ainsi que des entités souveraines ou des gouvernements de pays de l'Asie et du Moyen-Orient qui ont manifesté leur intérêt à participer aux activités liées au pétrole lourd de la Société en Équateur, au Canada et ailleurs dans le monde. Toutefois, rien ne garantit que nous serons en mesure de conclure des ententes commerciales différentes avec d'autres parties pour rassembler des capitaux supplémentaires. Si nous n'étions pas en mesure de conclure de tels partenariats ni d'obtenir un financement additionnel adéquat, nous serions contraints de réduire nos activités, ce qui pourrait engager la vente d'actifs.

En plus des projets Tamarack et Pungarayacu, la Société poursuivra ses discussions à l'égard d'autres opportunités liées au pétrole lourd et faisant appel à la technologie HTL au Canada, en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

Obligations et engagements contractuels

Le tableau ci-après présente un sommaire des obligations contractuelles figurant dans nos bilans consolidés de 2009 ou présentées dans les notes complémentaires :

	Versements à payer par année					
	(en milliers de dollars américains)					
	Total	2010	2011	2012	2013	Au-delà de 2013
Bilans consolidés						
Dette à long terme	36 934 \$	– \$	36 934 \$	– \$	– \$	– \$
Obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation	948	753	–	–	–	195
Obligation à long terme	1 900	–	–	–	1 900	–
Autres engagements						
Intérêts à payer	3 535	2 305	1 230	–	–	–
Obligations locatives	3 121	1 448	1 109	438	126	–
Engagement d'exploration de Zitong	20 830	20 830	–	–	–	–
Engagement d'exploration de Nyalga	3 350	–	850	500	2 000	–
Total	70 618 \$	25 336 \$	40 123 \$	938 \$	4 026 \$	195 \$

Nous avons exclu nos conventions de prise ferme étant donné qu'elles sont discrétionnaires ou exécutées en vertu de contrats pouvant être annulés immédiatement ou sur présentation d'un préavis de 30 jours.

Conventions et estimations comptables critiques

Nos conventions comptables sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés. Nous préparons nos états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada, lesquels sont conformes à tous les égards importants aux PCGR des États-Unis, sauf en ce qui concerne les éléments présentés à la note 21 des états financiers consolidés. Pour les lecteurs américains, nous avons présenté le détail des différences et avons également présenté un rapprochement des différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis à la note 21 des états financiers consolidés.

La préparation de nos états financiers exige la formulation d'estimations et de jugements qui ont une incidence sur les actifs, les passifs, les produits et les charges présentés. Nous évaluons périodiquement nos estimations, y compris celles liées à la perte de valeur, à la constatation des produits, à la juste valeur de marché des dérivés, aux provisions pour créances douteuses, aux éventualités et aux litiges. Ces estimations sont fondées sur l'information dont nous disposons à l'heure actuelle et sur diverses autres hypothèses que nous jugeons raisonnables dans les circonstances. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en vertu d'hypothèses ou de conditions différentes.

Nous avons cerné les conventions comptables critiques suivantes qui ont une incidence sur les jugements et estimations les plus importants utilisés pour la préparation de nos états financiers consolidés.

Comptabilisation du coût entier — Nous suivons la note d'orientation concernant la comptabilité 16 intitulée « Pétrole et gaz naturel – capitalisation du coût entier » (la « **NOC-16** ») du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (l'« ICCA ») pour la comptabilisation de nos biens pétroliers et gaziers. En vertu de la méthode de comptabilisation du coût entier, tous les coûts liés à l'exploration et à la mise en valeur relatifs à l'acquisition de baux et de redevances, aux activités géologiques et géophysiques, aux coûts de possession des biens non prouvés, au forage fructueux ou non de puits, aux installations et au matériel de collecte et de traitement, au financement, aux frais administratifs directement liés aux projets d'investissement et aux coûts de mise hors service d'immobilisations sont capitalisés par centre de coûts fondés sur le pays.

L'autre convention comptable généralement reconnue pour la comptabilisation des coûts engagés relativement aux biens pétroliers et gaziers est la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. En vertu de cette méthode, les coûts liés à l'acquisition de terrains ainsi que les activités géologiques et géophysiques sont passés en charges au cours de l'exercice où ils sont engagés, tandis que les coûts de forage de puits infructueux sont passés en charges lors de l'abandon.

Comme nous suivons la méthode de comptabilisation du coût entier, nous pourrions être davantage exposés aux éventuelles pertes de valeur si la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers d'un centre de coûts excède ses flux de trésorerie futurs estimatifs nets que si nous suivions la méthode de comptabilisation du coût de la recherche fructueuse. Une perte de valeur pourrait survenir si les estimations des réserves récupérables d'un centre de coûts diminuaient, si les prix du pétrole et du gaz baissaient et si les impôts sur le capital et sur le revenu ou les taxes à la production augmentaient pour atteindre des niveaux susceptibles d'avoir une incidence importante sur ses flux de trésorerie futurs estimatifs nets. Se reporter à la section « Perte de valeur des biens pétroliers et gaziers prouvés » ci-après.

Réserves de gaz et de pétrole – Le processus d'estimation des réserves est fondamentalement complexe et empreint d'incertitudes. Il exige la formulation de jugements et la prise de décisions importants fondés sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations pourraient sensiblement changer à mesure que les données supplémentaires tirées des activités poursuivies de mise en valeur et les rendements de production deviennent accessibles et au gré de la conjoncture économique ayant une incidence sur la fluctuation des prix et des coûts du gaz et du pétrole. Nos estimations des réserves sont fondées sur les prévisions de production, les prix et la conjoncture économique actuels ainsi que sur les méthodes d'exploitation et les réglementations gouvernementales existantes. Les données et les valeurs ayant trait aux réserves constituent uniquement des estimations et le lecteur ne devrait pas présumer que la valeur actuelle de nos flux de trésorerie futurs nets fondée sur ces estimations représente la valeur de marché actuelle de nos réserves prouvées de gaz et de pétrole.

Les estimations relatives aux réserves sont essentielles à la formulation de nombreuses estimations comptables et à la prise d'une multitude de décisions de nature financière, dont :

- L'établissement de la présence dans le puits d'exploration de réserves récupérables économiquement. Une telle découverte exige l'affectation de capitaux supplémentaires à la mise en valeur du champ selon les estimations actuelles des prévisions de production, des prix et des autres éléments caractérisant la conjoncture économique.

- Le calcul de nos taux d'amortissement pour déplétion par unité de production. Les réserves prouvées sont utilisées pour établir les taux appliqués à chaque unité de production pour le calcul de notre dotation à l'amortissement pour déplétion.
- L'application trimestrielle de tests de dépréciation de nos biens pétroliers et gaziers prouvés. Les flux de trésorerie futurs estimatifs nets utilisés pour les tests de dépréciation de nos biens pétroliers et gaziers sont établis au moyen des réserves probables et prouvées¹. Se reporter à la section intitulée « Perte de valeur des biens pétroliers et gaziers prouvés » ci-après.

Il incombe à la direction d'estimer les réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel et de présenter l'information y ayant trait. Les estimations et la présentation de l'information complémentaire sont préparées conformément aux exigences de la SEC présentées dans les définitions du Regulation S-X et les règles du Regulation S-K, aux pratiques généralement reconnues dans l'industrie aux États-Unis prescrites par la Society of Petroleum Engineers et aux normes du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* dans leur version modifiée pour tenir compte des exigences de la SEC.

Pour obtenir des détails sur notre processus d'estimation des réserves, se reporter à la section intitulée « Contrôle interne à l'égard de la présentation des réserves », aux rubriques 1 et 2 du présent rapport sur formulaire 10-K.

Les flux de trésorerie futurs estimatifs nets actualisés dérivés des réserves estimatives prouvées présentées dans les données financières supplémentaires sont fondés sur les prix et les coûts à la date de l'estimation. Les prix et les coûts futurs réels pourraient être sensiblement inférieurs ou supérieurs. Les flux de trésorerie futurs nets réels subiront également l'incidence de facteurs tels que les niveaux et le calendrier de production réels, ainsi que des modifications apportées aux lois et à l'imposition d'application gouvernementale et pourraient différer sensiblement des flux de trésorerie estimatifs.

1. Les réserves prouvées de pétrole et de gaz correspondent aux quantités de pétrole et de gaz qui, au moyen d'analyses de données géoscientifiques et techniques, peuvent être jugées, avec suffisamment de certitude, comme étant productibles économiquement à compter d'une certaine date, à partir de réservoirs connus et selon la conjoncture économique, les méthodes d'exploitation et les réglementations gouvernementales actuelles. Les réserves probables sont les réserves supplémentaires moins susceptibles d'être récupérées que les réserves prouvées, mais qu'il est aussi probable qu'improbable de récupérer, si elles sont conjuguées aux réserves prouvées.

Amortissement pour déplétion — Comme il est susmentionné, notre estimation des réserves prouvées est essentielle au calcul des taux d'amortissement pour déplétion de nos unités de production.

L'établissement de l'occurrence d'une perte de valeur de biens pétroliers et gaziers non prouvés est un autre facteur critique ayant une incidence sur le taux d'amortissement pour déplétion. Les coûts engagés relativement à un bien pétrolier et gazier non prouvé sont exclus du calcul du taux d'amortissement pour déplétion jusqu'à ce que l'on établisse si les réserves prouvées sont attribuables à un bien pétrolier ou gazier non prouvé ou qu'un bien pétrolier ou gazier non prouvé a subi une perte de valeur. Un bien pétrolier ou gazier non prouvé aura probablement subi une perte de valeur si, par exemple, un puits sec a été foré et qu'il n'y a aucun plan concret visant la poursuite du forage sur le bien. En outre, la probabilité d'une perte de valeur partielle ou totale d'un bien augmente à l'approche de l'échéance du bail et s'il n'existe aucun plan de forage sur le bien ni de plan de prorogation de la durée du bail. Nous procédons trimestriellement à un test de dépréciation de chacun de nos biens pétroliers et gaziers. Si nous établissons qu'un bien pétrolier et gazier non prouvé a subi une perte de valeur partielle ou totale, nous incluons la totalité ou une partie du cumul des coûts engagés pour ce bien pétrolier et gazier non prouvé dans le calcul du taux d'amortissement pour déplétion de nos unités de production.

Notre taux d'amortissement pour déplétion varie également en fonction de nos estimations des charges futures liées à la mise en valeur des réserves prouvées. Nous estimons les charges futures liées à la mise en valeur au moyen des prix cotés, des coûts historiques et des tendances. Il est difficile de prévoir le prix du matériel et des services nécessaires à la mise en valeur d'un champ, particulièrement au cours d'exercices caractérisés par la hausse des prix du pétrole et du gaz au cours desquels la concurrence au sein d'un petit nombre de fournisseurs s'intensifie. Nous mettons trimestriellement à jour nos estimations des charges futures liées à la mise en valeur de nos réserves prouvées.

Perte de valeur des biens pétroliers et gaziers prouvés — Nous appliquons trimestriellement un test de dépréciation aux biens pétroliers et gaziers prouvés de chacun de nos centres de coûts. Le fondement du calcul du montant de la perte de valeur diffère aux fins des PCGR du Canada et des PCGR des États-Unis.

Aux fins des PCGR du Canada, la NOC-16 exige l'application de processus de constatation et d'évaluation visant l'appréciation de la perte de valeur des biens pétroliers et gaziers (le « **plafonnement du coût entier** »). Pour la constatation d'une perte de valeur, la valeur comptable¹ d'un centre de coûts est comparée aux flux de trésorerie non actualisés futurs nets des réserves prouvées de ce centre de coûts selon les estimations des prix et des coûts futurs du pétrole et du gaz majorées du coût des biens non prouvés exclus du calcul de l'amortissement pour déplétion. Si la valeur comptable excède la valeur des flux de trésorerie non actualisés futurs nets des réserves prouvées majorée du coût des biens non prouvés exclus du calcul de l'amortissement pour déplétion, alors le montant de l'éventuelle perte de valeur du centre de coûts doit être évalué. La perte de valeur d'un centre de coûts se mesure par l'excédent de sa valeur comptable sur les flux de trésorerie futurs actualisés nets de ses réserves prouvées et probables calculés selon les estimations des prix et des coûts futurs du pétrole et du gaz majorées du coût des biens non prouvés exclus du calcul de l'amortissement pour déplétion et qui ne contiennent aucune réserve probable. Les flux de trésorerie nets des réserves probables et prouvées d'un centre de coûts sont actualisés au moyen d'un taux d'intérêt sans risque ajusté pour tenir compte des risques associés à la situation politique et à la conjoncture économique de chacun des pays. Le montant de la perte de valeur est constaté à titre de charge dans les résultats d'exploitation et est porté en réduction de la valeur comptable nette des biens pétroliers et gaziers d'un centre de coûts.

Aux fins des PCGR des États-Unis, nous nous conformons aux exigences de l'article 4-10c) 4 de la règle S-X de la SEC pour établir les limites relatives aux coûts capitalisés. Par conséquent, la valeur comptable¹ des biens pétroliers et gaziers d'un centre de coûts ne peut excéder a) la valeur actualisée des produits nets futurs estimatifs calculés en appliquant le prix moyen des réserves de pétrole et de gaz au premier jour de chaque mois compris dans la période de 12 mois précédant la fin de l'exercice (en tenant compte des variations de prix seulement dans la mesure prévue dans les arrangements contractuels) à la production future estimative des réserves prouvées de pétrole et de gaz à la date du dernier bilan présenté, moins les dépenses futures estimatives (fondées sur les coûts actuels) qui seront engagées dans la mise en valeur et la production des réserves prouvées, calculées au moyen d'un facteur d'actualisation de 10 % et en supposant le maintien de la conjoncture actuelle, plus b) le coût des biens qui ne sont pas amortis (p. ex., principaux projets de développement) et c) le moindre du coût ou de la juste valeur des biens non prouvés inclus dans les coûts amortis moins d) l'incidence fiscale liée à la différence entre la valeur comptable et la valeur fiscale des biens mentionnés aux points b) et c) ci-dessus. Si les coûts capitalisés non amortis d'un centre de coûts excèdent cette limite, l'excédent est passé en charges à titre de provision pour moins-valeur dans l'état des résultats. Les montants qui devront ainsi être radiés ne pourront pas être rétablis pour tenir compte de toute augmentation subséquente du plafond du centre de coûts. Les biens non prouvés et les principaux projets de développement sont évalués chaque trimestre pour d'éventuelles réductions de valeur. Si une réduction de valeur est survenue, celle-ci est transférée à la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers prouvés.

1. Aux fins des PCGR du Canada, la valeur comptable comprend la totalité des coûts capitalisés pour chaque centre de coûts, y compris les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite des valeurs de récupération estimatives, aux biens non prouvés et aux projets de mise en valeur d'envergure, déduction faite du cumul de l'amortissement pour déplétion et des tests de dépréciation (plafonnement du coût entier). La définition est essentiellement la même en vertu du Regulation S-X des PCGR des États-Unis, hormis le fait que la valeur comptable des actifs doit être présentée déduction faite des impôts reportés et que les coûts des projets de mise en valeur d'envergure doivent être présentés séparément aux fins du plafonnement du coût entier.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations — Aux fins des PCGR du Canada, nous nous conformons au chapitre 3110 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », lequel exige que les coûts et les passifs liés à la mise hors service d'immobilisations relatifs à la remise en état et à l'abandon des actifs corporels à long terme soient initialement évalués à la juste valeur, laquelle avoisine le coût qu'un tiers engagerait pour s'acquitter des tâches nécessaires à la mise hors service de telles immobilisations. La juste valeur est constatée dans les états financiers à la valeur actuelle des futurs décaissements prévus pour acquitter l'obligation. Après l'évaluation initiale, l'incidence de l'écoulement du temps sur le passif au titre de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (charge de désactualisation) et sur l'amortissement du coût de la mise hors service d'une immobilisation est constatée dans les résultats d'exploitation. Nous évaluons les coûts prévus pour la mise hors service de nos biens productifs de pétrole et de gaz américains à la juste valeur, laquelle avoisine le coût qu'un tiers engagerait pour s'acquitter des tâches nécessaires à l'abandon du champ et à la remise en état du site. Nous ne constituons pas une telle provision pour nos activités pétrolières et gazières en Chine, puisque

nous ne sommes aucunement tenus de contribuer au coût futur d'abandon du champ et de remise en état du site. Les coûts de mise hors service d'immobilisations sont amortis pour déplétion au moyen de la méthode de l'unité de production fondée sur les réserves prouvées estimatives et sont comptabilisés dans la dotation à l'amortissement pour déplétion et dépréciation. L'accroissement du passif relatif à l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation est compris dans les intérêts débiteurs.

En ce qui concerne les PCGR des États-Unis, nous avons adopté le Topic 410 de l'Accounting Standards Codification Manual (« **ASC** ») du Financial Accounting Standards Board (« **FASB** »), intitulé Asset Retirement and Environmental Obligations (auparavant, le Statement of Financial Accounting Standards (« **SFAS** ») No. 143, intitulé « Accounting for Asset Retirement Obligations »), lequel est conforme à tous les égards importants aux PCGR du Canada.

Recherche et développement — Nous engageons diverses dépenses dans le cadre de la poursuite des projets liés aux technologies HTL^{MC} et GTL, dont la technologie HTL^{MC} pour le traitement du pétrole lourd, à l'échelle planétaire. En vertu des PCGR du Canada, de telles dépenses engagées avant la signature d'un protocole d'entente ou de conventions semblables sont réputées constituer des frais de développement des affaires et des technologies et sont passées en charges dans les résultats d'exploitation au moment auxquelles elles sont engagées. À la signature d'un protocole d'entente visant à établir la faisabilité commerciale et technique d'un projet, y compris les études portant sur la qualité marchande des produits du projet, nous évaluons si les coûts liés aux études de faisabilité et les frais connexes engagés présentent une valeur future éventuelle, sont susceptibles de mener à une entente définitive visant l'exploitation de réserves prouvées et devraient être capitalisés. Si aucune entente définitive n'est conclue, les coûts capitalisés, réputés sans valeur future, font l'objet d'une réduction de valeur inscrite dans nos résultats d'exploitation, et une réduction correspondante de nos investissements dans les actifs liés aux technologies HTL^{MC} et GTL est inscrite.

En outre, nous engageons des frais relativement au développement, à l'amélioration et au repérage d'améliorations possibles de l'application des technologies HTL^{MC} et GTL que nous utilisons sous licence ou dont nous sommes titulaires. Nous nous conformons au chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels » (le « **chapitre 3064** ») pour la comptabilisation des frais de développement du matériel ou des installations acquis ou construits à de telles fins. Les frais de développement sont capitalisés et amortis sur la durée économique prévue du matériel ou des installations débutant lors du lancement des activités commerciales auxquelles sont destinés le matériel et les installations. Nous étudions la recouvrabilité de tels frais de développement capitalisés une fois l'an, ou lorsque des changements de circonstances suggèrent que les frais de développement pourraient avoir subi une perte de valeur, au moyen d'une évaluation des flux de trésorerie futurs actualisés prévus qu'on prévoit tirer des projets connexes. Si la valeur comptable de tels frais de développement capitalisés excède les flux de trésorerie futurs actualisés prévus, l'excédent fait l'objet d'une réduction de valeur dans les résultats d'exploitation et une réduction correspondante de nos investissements est inscrite dans les actifs liés à la technologie HTL^{MC} et à la technologie GTL.

Les frais engagés relativement à l'exploitation du matériel et des installations utilisés pour le développement ou l'amélioration des technologies HTL^{MC} et GTL avant le début des activités commerciales sont des frais de développement des affaires et des technologies et sont inscrits dans les résultats d'exploitation de la période au cours de laquelle ils sont engagés.

En ce qui concerne les PCGR des États-Unis, nous avons adopté le Topic 720 de l'ASC, intitulé Research and Development (auparavant, le SFAS No. 2, intitulé « Research and Development »). Comme en vertu des PCGR du Canada, les coûts du matériel ou des installations qui sont acquis ou construits aux fins des activités de recherche et de développement sont capitalisés à titre d'immobilisations corporelles et amortis sur la durée de vie économique prévue du matériel ou des installations, à compter du démarrage des activités commerciales auxquelles sont destinés le matériel ou les installations. Toutefois, selon les PCGR des États-Unis, ces installations doivent avoir d'autres utilisations futures pour être capitalisées. Comme en vertu des PCGR du Canada, les dépenses engagées pour l'exploitation de matériel ou d'installations de recherche et de développement avant le début des activités commerciales correspondent à des frais de développement des affaires et des technologies, et sont passées en charges dans les résultats d'exploitation de la période où elles ont été engagées. Selon les PCGR des États-Unis, la principale différence est que les coûts liés à l'étude de faisabilité, les coûts de commercialisation et les coûts

connexes engagés avant la conclusion d'une entente définitive sont considérés comme des frais de recherche et développement et sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Actifs incorporels — Nos actifs incorporels sont constitués de la valeur sous-jacente d'une licence exclusive et irrévocable de déploiement à l'échelle mondiale du procédé RTP^{MC} dans le domaine pétrolier (technologie HTL^{MC}), du droit exclusif de déployer le procédé RTP^{MC} à toutes fins autres que la biomasse, ainsi que d'une licence maîtresse de Syntroleum nous permettant d'utiliser le procédé Syntroleum dans le cadre d'un nombre illimité de projets de par le monde. En vertu des PCGR du Canada, nous nous conformons au chapitre 3064 selon lequel les actifs incorporels, acquis individuellement ou conjointement avec un groupe d'autres actifs, sont initialement constatés et évalués au coût. Les actifs incorporels à durée de vie limitée sont amortis sur leur durée de vie utile alors que les actifs incorporels à durée de vie indéfinie ne sont pas amortis à moins d'être ultérieurement réputés avoir une durée de vie utile limitée. Les actifs incorporels font l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an ou lorsque des événements ou des changements de circonstances suggèrent que la valeur comptable d'un actif incorporel pourrait ne pas être recouvrable. Si la valeur comptable d'un actif incorporel excède sa juste valeur ou ses flux de trésorerie actualisés futurs prévus, l'excédent fait l'objet d'une réduction de valeur dans les résultats d'exploitation et une réduction correspondante de la valeur comptable de l'actif incorporel est inscrite. La technologie HTL^{MC} et la licence maîtresse de la technologie GTL de Syntroleum ont des durées de vie limitées, lesquelles correspondent aux durées de vie utile des installations que nous prévoyons mettre en valeur et qui utiliseront ces technologies. Le montant de la valeur comptable des technologies que nous affectons à chacune des installations sera amorti dans le bénéfice sur une base liée aux activités de l'installation à compter de la date d'entrée en service de l'installation en question. Nous évaluons les valeurs comptables de la technologie HTL^{MC} et de la licence maîtresse GTL de Syntroleum une fois l'an ou lors de l'occurrence de changements des circonstances suggérant que les actifs incorporels pourraient avoir subi une perte de valeur, selon une appréciation de leur juste valeur de marché.

En vertu des PCGR des États-Unis, nous avons adopté le Topic 350 de l'ASC, intitulé *Intangibles – Goodwill and Other* (auparavant le SFAS No. 142, intitulé « *Goodwill and Other Intangible Assets* »), lequel est conforme à tous les égards importants aux PCGR du Canada.

Modifications comptables en 2009

En février 2008, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« **ICCA** ») a publié le chapitre 3064 du *Manuel*, intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels » (le « **chapitre 3064** »), en remplacement du chapitre 3062, intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels » (le « **chapitre 3062** »), et du chapitre 3450, intitulé « Frais de recherche et développement ». Le chapitre 3064 s'applique aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2008. Le nouveau chapitre établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition, après leur comptabilisation initiale, et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes à l'égard de l'écart d'acquisition demeurent inchangées par rapport aux normes incluses dans le chapitre 3062 antérieur.

Également, en février 2008, l'ICCA a modifié le chapitre 1000 de son *Manuel*, intitulé « Fondements conceptuels des états financiers », car l'ICCA estimait que ce chapitre permettait le report des coûts qui ne répondent pas à la définition d'un actif. Les modifications s'appliquent aux états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2008. Depuis l'adoption, le 1^{er} janvier 2009, du chapitre 3064 et des modifications apportées au chapitre 1000, les montants capitalisés qui ne répondent plus à la définition d'un actif sont passés en charges de façon rétrospective.

Le 1^{er} janvier 2009, la Société a adopté les nouvelles normes et aucun ajustement transitoire n'a été apporté aux états financiers consolidés par suite de l'adoption de ces normes.

En juin 2009, le CNC a publié la mise à jour n° 54, intitulée « Amélioration des informations fournies sur les instruments financiers (Modification du chapitre 3862 – Informations à fournir) », qui modifie certaines obligations d'information relatives à la présentation des instruments financiers par suite des modifications publiées par le Conseil des normes comptables internationales. La mise à jour est conforme avec la stratégie du CNC d'adopter les IFRS et de s'assurer que les obligations d'information actuelles relatives aux instruments financiers convergent dans la mesure du possible. Les nouvelles normes relatives aux informations à fournir sur la juste valeur exigent la

présentation de la juste valeur selon une hiérarchie des justes valeurs et d'informations quantitatives plus détaillées à l'égard du risque d'illiquidité. Les obligations d'information modifiées sont en vigueur pour les états financiers annuels des exercices terminés après le 30 septembre 2009. Par conséquent, la Société a inclus les informations requises à la note 12 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Incidence des nouvelles normes comptables et des normes comptables à adopter en vertu des PCGR du Canada

En janvier 2009, le Comité sur les problèmes nouveaux de l'ICCA (le « **CPN** ») a publié l'abrégé des délibérations n° 173, intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », qui fournit des indications sur la façon de tenir compte du risque de crédit lors de la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers d'une entité. L'abrégé précise que l'entité doit tenir compte de son propre risque de crédit et du risque de crédit des contreparties lors de la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, aux fins de la présentation et de la communication d'informations. Les conclusions du CPN ont pris effet à la date de la publication de l'abrégé et n'ont eu aucune incidence importante sur le bilan consolidé ni sur l'état des résultats, du résultat étendu et du déficit cumulé de la Société. Toutefois, les informations à la juste valeur présentées à la note 12 intègrent ces nouvelles lignes directrices.

Également en janvier 2009, le Conseil des normes comptables de l'ICCA (le « **CNC** ») a publié le chapitre 1582 du *Manuel*, intitulé « Regroupements d'entreprises » (le « **chapitre 1582** »), qui remplace le chapitre 1581 du *Manuel*, intitulé « Regroupements d'entreprises ». Le CNC a révisé les normes comptables concernant les regroupements d'entreprises afin d'harmoniser ces normes avec les IFRS. Les normes révisées exigent que l'entité acheteuse dans un regroupement d'entreprises constate la totalité des actifs acquis et des passifs pris en charge par suite de l'opération (et uniquement ceux-ci). Il définit aussi la juste valeur à la date de l'acquisition comme l'objectif d'évaluation de tous les actifs acquis et passifs pris en charge et il exige que l'entité acheteuse présente à ses investisseurs et autres utilisateurs toutes les informations dont ils ont besoin pour évaluer et comprendre la nature et les incidences financières du regroupement d'entreprises. Ces normes seront appliquées prospectivement aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition se situe après le début du premier exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2011. Le 1^{er} janvier 2009, la Société a adopté par anticipation cette norme et aucun ajustement de transition n'a été apporté aux états financiers consolidés par suite de l'adoption de cette norme. Toutefois, la Société a appliqué les dispositions de cette norme à un regroupement d'entreprises qui a eu lieu au quatrième trimestre de 2009 (se reporter à la note 18).

Également en janvier 2009, le CNC a publié le chapitre 1601 du *Manuel*, intitulé « États financiers consolidés » (le « **chapitre 1601** »), et le chapitre 1602 du *Manuel*, intitulé « Participations sans contrôle » (le « **chapitre 1602** »), lesquels remplacent le chapitre 1600 du *Manuel*, intitulé « États financiers consolidés » (le « **chapitre 1600** »). Les chapitres 1601 et 1602 exigent que toutes les entités présentent les participations sans contrôle (minoritaires) en tant que capitaux propres dans les états financiers consolidés. Les normes éliminent la pluralité des méthodes qui existent actuellement pour la comptabilisation des opérations d'une entité liées aux participations sans contrôle en exigeant qu'elles soient traitées comme des opérations sur capitaux propres. Ces normes seront appliquées rétrospectivement pour les états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Le 1^{er} janvier 2009, la Société a adopté par anticipation ces normes et aucun ajustement transitoire n'a été apporté aux états financiers consolidés par suite de l'adoption de ces normes.

Convergence des PCGR du Canada vers les Normes internationales d'information financière (IFRS)

Passage aux Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (le « **CNC** ») du Canada a annoncé que les principes comptables généralement reconnus (les « **PCGR** ») du Canada ne s'appliqueraient plus pour les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes au 1^{er} janvier 2011. Pour les périodes intermédiaires et les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011, la Société devra présenter son information financière selon les Normes internationales d'information financière (les « **IFRS** »), telles qu'elles sont présentées par l'International Accounting Standards Board (l'« **IASB** »). Des données correspondantes selon les IFRS pour l'exercice 2010 devront également être présentées dans les états financiers consolidés intermédiaires et annuels publiés en 2011 et, par conséquent, la date de passage aux IFRS de la Société sera le 1^{er} janvier 2010. Tout ajustement découlant d'une modification de

convention par suite du passage aux IFRS sera appliqué rétroactivement et un ajustement correspondant sera apporté au solde d'ouverture des bénéfices non répartis de la Société au 1^{er} janvier 2010. La Société évalue actuellement l'incidence de ces nouvelles normes. La mise en application des IFRS pourrait avoir une incidence importante sur nos conventions comptables, nos évaluations et nos informations à fournir.

Aperçu du passage aux IFRS

La Société procède actuellement à l'évaluation de l'incidence potentielle des IFRS sur ses états financiers consolidés. Cette évaluation évoluera constamment à mesure que l'IASB et le CNC publieront de nouvelles normes et recommandations et que les professionnels comptables du Canada les interpréteront. La situation et le rendement financiers consolidés de la Société présentés dans les états financiers consolidés actuels selon les PCGR du Canada pourraient être nettement différents lorsqu'ils seront présentés selon les IFRS. De plus, la Société est un émetteur privé étranger au sens de la Rule 3b-4(c) de la Securities Exchange Act of 1934 des États-Unis, dans sa version modifiée. Par le passé, la Société a volontairement déposé des rapports sur formulaires américains (les formulaires 10-K, 10-Q et 8-K) auprès de la United States Securities Exchange Commission (la « SEC ») et elle a présenté ses états financiers consolidés en dollars américains selon les PCGR du Canada, ainsi qu'un rapprochement avec les PCGR des États-Unis. La SEC a publié la Rule 33-8567, qui permet aux émetteurs privés étrangers qui déposent volontairement des rapports sur formulaires américains de déposer des états financiers préparés selon les IFRS, tels qu'ils sont publiés par l'IASB, sans présenter de rapprochement avec les PCGR des États-Unis. Par conséquent, lors du passage aux IFRS le 1^{er} janvier 2011, la Société ne présentera pas de rapprochement avec les PCGR des États-Unis dans ses états financiers consolidés intermédiaires ou annuels.

La Société a ciblé les différences que présentent les IFRS par rapport aux PCGR du Canada actuels ainsi que les divers choix de conventions qui peuvent être faits en vertu des IFRS, mais elle continue d'évaluer les répercussions de ces différences et de ces choix de conventions sur la présentation de son information financière. À l'heure actuelle, la Société ne peut quantifier l'incidence que l'adoption future des IFRS aura sur sa situation et son rendement financiers consolidés; toutefois, cette incidence pourrait être notable. La Société prévoit également que le passage aux IFRS aura une incidence sur ses contrôles et procédures de communication de l'information et sur ses systèmes et processus de technologie de l'information. Même si les IFRS pourraient également avoir une incidence sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière, la direction ne s'attend pas à ce que ces changements soient importants pour le moment. De l'information additionnelle sera présentée par la Société dans des rapports trimestriels publiés en 2010.

Plan de conversion aux IFRS

La Société a établi une structure de gouvernance du projet en règle qui implique une surveillance par son comité directeur sur les IFRS, lequel est composé de membres de la haute direction. Le comité directeur sur les IFRS présente régulièrement des mises à jour de l'état d'avancement et de l'efficacité du plan de conversion aux IFRS aux membres de la haute direction et au comité de vérification de la Société.

Les principaux éléments du plan de conversion aux IFRS de la Société incluent, sans s'y limiter, ce qui suit :

Évaluation de l'incidence	Principales activités importantes	Étapes	Progression à ce jour
<i>Présentation de l'information financière et comptable</i>	<i>Repérer les différences entre les IFRS et les PCGR du Canada (évaluation de l'incidence)</i> <i>Concevoir et mettre en œuvre des solutions</i> <i>Évaluer les conventions comptables non récurrentes et permanentes offertes et faire un choix</i> <i>Quantifier les effets de la conversion aux IFRS</i> <i>Préparer des états financiers et des notes complémentaires fictifs conformes aux IFRS</i> <i>Embaucher des conseillers qui aideront à la réalisation de la conversion</i>	<i>Terminer l'évaluation et la quantification des effets importants de la conversion d'ici le troisième trimestre de 2010</i> <i>Faire le choix définitif des conventions comptables d'ici le premier trimestre de 2010 et évaluer constamment les modifications aux IFRS</i> <i>Terminer les états financiers fictifs selon les IFRS d'ici le deuxième trimestre de 2010</i> <i>Recueillir des données en vue d'établir les ajustements du solde d'ouverture du bilan</i>	<i>Les principales différences en vertu des IFRS ont été ciblées (évaluation de l'incidence)</i> <i>Presque tous les choix non récurrents liés à la transition ont été effectués</i> <i>L'évaluation et la sélection des conventions comptables et des possibilités ont commencé et l'évaluation se poursuivra jusqu'à la date de transition</i> <i>Le repérage et la quantification des ajustements du solde d'ouverture du bilan ont commencé</i> <i>Les conseillers ont commencé à valider l'analyse et les incidences de la comptabilité technique de la Société</i>
<i>Processus et systèmes</i>	<i>Évaluer l'incidence des IFRS sur les activités commerciales</i> <i>Cibler et traiter les différences en vertu des IFRS qui nécessitent des modifications des systèmes financiers</i> <i>Cibler et traiter les exigences supplémentaires de présentation de l'information et de collecte de données à l'égard des systèmes financiers</i> <i>Évaluer et choisir des méthodes pour effectuer la double présentation de l'information en 2010 (selon les IFRS et les PCGR du Canada), aux fins de comparaison selon les IFRS pour 2010</i>	<i>Terminer les modifications des systèmes et des méthodes de présentation de l'information d'ici le troisième trimestre de 2010</i> <i>La collecte de données est en cours et devrait se terminer au cours du quatrième trimestre de 2010</i> <i>Établir la méthode pour effectuer la double présentation de l'information d'ici le premier trimestre de 2010</i>	<i>La direction du projet continue de cibler les tâches du chemin critique, les problèmes de ressourcement et les incidences sur les processus</i> <i>L'établissement des exigences de collecte de données est commencé</i> <i>L'établissement de la structure de double présentation de l'information a commencé</i>

<i>Formation et communication</i>	<i>Offrir de la formation aux employés touchés, aux ressources directement impliquées dans la conversion, à la haute direction et au comité de vérification</i> <i>Communiquer de l'information sur la progression du plan de conversion aux parties prenantes internes et externes</i>	<i>Offrir au moment opportun de la formation pertinente à l'égard des travaux à effectuer pour la transition – la formation sera essentiellement terminée d'ici le quatrième trimestre de 2010</i> <i>Communiquer les effets de la transition en 2010</i>	<i>La formation détaillée pour les ressources directement impliquées dans la transition a commencé et se poursuivra</i> <i>Le calendrier des communications à la haute direction et au comité de vérification a été établi</i> <i>De l'information est constamment communiquée aux parties prenantes par l'intermédiaire du rapport de gestion</i> <i>Des mises à jour régulières sur la progression du projet seront présentées à la haute direction et au comité de vérification</i>
<i>Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information</i>	<i>Réviser les processus et procédures de contrôle existants afin de traiter les modifications importantes des conventions comptables existantes</i> <i>Évaluer l'efficacité</i>	<i>Achever la conception et commencer la mise en œuvre en 2010 et au premier trimestre de 2011</i> <i>Évaluer les modifications des processus tout au long de 2010</i> <i>Mettre à jour le processus d'attestation du chef de la direction et du chef des finances pour le quatrième trimestre de 2010</i>	<i>Les différences en vertu des IFRS qui ont une incidence sur les processus ont été ciblées et la conception des modifications importantes des processus a commencé</i>

Incidence de l'adoption des IFRS

L'adoption des IFRS nécessitera initialement une application rétrospective à la date de transition, soit le 1^{er} janvier 2010, comme si une entité avait préparé ses états financiers conformément aux IFRS depuis sa formation. Certains mécanismes d'allègement de l'adoption sont disponibles en vertu des IFRS, lesquels visent à aider à faire face aux difficultés associées à l'établissement de nouvelles données comptables historiques. Le mécanisme d'allègement général permettra le traitement prospectif, plutôt que rétrospectif, sous réserve de certaines conditions prescrites par IFRS 1, *Première application des Normes internationales d'information financière*. Cette norme précise que les ajustements qui découlent de la conversion des PCGR du Canada aux IFRS doivent être constatés dans le solde d'ouverture des résultats non distribués.

IFRS 1 : Première application des Normes internationales d'information financière (« IFRS 1 »)

L'adoption des IFRS exige l'application d'IFRS 1, qui présente des lignes directrices pour l'application initiale des IFRS par une entité. De façon générale, IFRS 1 exige qu'une entité applique rétrospectivement toutes les IFRS, avec prise d'effet au début de sa première période de présentation de l'information en vertu des IFRS. Toutefois, IFRS 1 prévoit certaines exceptions obligatoires et permet des exemptions facultatives limitées de cette exigence générale, pour des parties précises de certaines IFRS.

Les exemptions et les choix les plus pertinents pour la première application en vertu d'IFRS 1, lesquels auront une incidence sur la Société, sont présentés ci-après :

Actifs pétroliers et gaziers

En octobre 2009, l'IASB a publié une exemption pour les sociétés pétrolières et gazières, qui suivent la méthode de la capitalisation du coût entier pour comptabiliser les activités pétrolières et gazières, leur permettant d'utiliser la valeur comptable nette selon les PCGR du Canada de leurs actifs pétroliers et gaziers pour établir leurs soldes d'ouverture lors du passage aux IFRS. Les actifs pétroliers et gaziers devront être classés séparément au bilan de la Société à titre d'« immobilisations incorporelles de prospection et d'évaluation » conformément à IFRS 6, *Prospection et évaluation de ressources minérales* (« **IFRS 6** ») et à titre de « biens et matériel pétroliers et gaziers » conformément à IAS 16, *Immobilisations corporelles* (« **IAS 16** »), comme il est expliqué ci-après. Les biens et le matériel pétroliers et gaziers incluront les actifs de développement et de production, dont la valeur comptable nette selon les PCGR du Canada sera attribuée aux « unités génératrices de trésorerie », définies dans IAS 36, *Dépréciation d'actifs* (« **IAS 36** »), en fonction soit des réserves prouvées, soit des réserves prouvées et des réserves probables combinées, au gré de la Société. La valeur comptable d'ouverture des unités génératrices de trésorerie sera assujettie à un test de dépréciation, comme le prévoit IAS 36, et toute dépréciation sera portée en diminution du solde d'ouverture des résultats non distribués.

La Société a choisi d'adopter l'exemption liée au coût présumé offerte aux sociétés pétrolières et gazières qui utilisent la méthode de capitalisation du coût entier, et elle est d'avis que cette exemption réduira considérablement l'incidence sur le solde d'ouverture des états financiers de la Société présentés conformément aux IFRS et les efforts exigés pour la transition aux IFRS.

Immobilisations corporelles (autres que les immobilisations pétrolières et gazières) et immobilisations incorporelles

IFRS 1 permet à une entité d'évaluer initialement les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles à la juste valeur en tant que coût présumé, plutôt que d'appliquer rétroactivement le modèle du coût en vertu d'IAS 16 et d'IAS 38, *Immobilisations incorporelles* (« **IAS 38** »). Selon cette option, la juste valeur en tant que coût présumé deviendra le nouveau coût des actifs qualifiés à la transition.

Comme il a été mentionné précédemment, la Société choisira d'adopter l'exemption particulière liée au coût présumé en ce qui a trait à ses actifs pétroliers et gaziers. Toutefois, pour les immobilisations corporelles de la Société autres que les immobilisations pétrolières et gazières, notamment son installation d'essai de la charge d'alimentation, la Société a choisi d'appliquer entièrement et rétroactivement le modèle du coût en vertu d'IAS 16 pour établir les soldes d'ouverture de ses immobilisations corporelles autres que les immobilisations pétrolières et gazières.

Les immobilisations incorporelles de la Société constituent la technologie HTL^{MC} et les droits connexes, lesquels ont été acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Ensyn, en avril 2005. Comme il est mentionné ci-après, à la section « Regroupements d'entreprises », la Société a choisi d'appliquer de façon prospective les exigences d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« **IFRS 3** ») et, par conséquent, la valeur des immobilisations incorporelles comptabilisée en vertu des PCGR du Canada sera égale au solde d'ouverture lors du passage aux IFRS, sous réserve d'un test de dépréciation selon la « juste valeur diminuée des coûts de la vente » ou selon la « valeur d'utilité », tel que l'exige IAS 36.

Regroupements d'entreprises

Lors du passage aux IFRS, les entités peuvent choisir d'appliquer les exigences d'IFRS 3 de façon rétrospective ou de façon prospective à compter de la date de passage aux IFRS (ou de retraiter tous les regroupements d'entreprises après une date choisie). L'application rétrospective nécessiterait qu'une entité retraite toutes les opérations antérieures qui répondent à la définition de regroupement d'entreprises en vertu des IFRS.

La Société a choisi de s'appuyer sur l'exemption prévue dans IFRS 1 et d'appliquer les exigences d'IFRS 3 de façon prospective. Elle a également décidé d'adopter par anticipation, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, le

chapitre 1582 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (l'« **ICCA** »), intitulé « Regroupements d'entreprises », le chapitre 1601, intitulé « États financiers consolidés », le chapitre 1602, intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle », aux termes des PCGR du Canada ainsi que le FASB 141R, intitulé « Business Combinations », du Financial Accounting Standards Board aux termes des PCGR des États-Unis, car ces nouvelles normes sont conformes à IFRS 3.

Passifs relatifs au démantèlement (obligations liées à la mise hors service d'immobilisations)

L'International Financial Reporting Interpretations Committee (« **IFRIC** ») 1 impose que les changements dans un passif relatif au démantèlement, à la remise en état ou un passif similaire existant soient ajoutés au coût de l'actif connexe ou déduits de celui-ci et que le coût ajusté soit amorti sur la durée d'utilité restant à courir des actifs. L'application d'IFRIC 1 nécessiterait que la Société établisse un sommaire historique de tous ces changements apportés à un passif relatif au démantèlement depuis la création de ce passif et qu'elle reflète le cumul des changements dans la valeur comptable nette de l'actif connexe lors du passage aux IFRS.

Toutefois, l'exemption offerte en vertu d'IFRS 1 permettrait à une entité d'inclure dans le coût amorti de l'actif connexe un montant calculé en actualisant le passif relatif au démantèlement pour cet actif sur la période comprise entre le moment où ce passif a été engagé initialement et la date de passage aux IFRS, et en l'amortissant sur cette même période.

La Société a choisi d'adopter l'exemption offerte en vertu d'IFRS 1 à l'égard de son passif relatif au démantèlement.

Paielements fondés sur des actions

À l'adoption initiale des IFRS, une entité n'est pas tenue, en vertu d'IFRS 2, *Paielement fondé sur des actions* (« **IFRS 2** »), de constater les paiements fondés sur des actions réglés avant la date de sa transition aux IFRS. De façon générale, une entité peut choisir l'application prospective pour les options sur actions attribuées à compter du 7 novembre 2002, ou pour les options sur actions attribuées après le 7 novembre 2002 dont les droits ont été acquis avant la date la plus récente entre 1) la date de transition aux IFRS et 2) le 1^{er} janvier 2005.

La Société a choisi d'appliquer les dispositions transitoires d'IFRS 2, ce qui exigerait qu'IFRS 2 soit appliquée seulement aux instruments de capitaux propres et aux passifs découlant des paiements fondés sur des actions (options sur actions) dont les droits ne sont pas entièrement acquis à la date de transition aux IFRS. Ce choix n'aura pas d'incidence sur les soldes d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 mais aurait une incidence sur la passation en charges des options sur actions en 2010 et par la suite, puisque les options sur actions doivent être passées en charges selon un calendrier d'acquisition graduelle des droits conformément à IFRS 2, plutôt que selon la méthode de l'amortissement linéaire qui a été appliquée par la Société aux termes des PCGR du Canada et des PCGR des États-Unis.

IFRS 1 permet certaines autres exemptions facultatives. Toutefois, la Société ne s'attend pas à ce que ces exemptions soient importantes pour l'application initiale des IFRS par la Société.

Incidence des nouvelles normes comptables et des normes comptables à adopter en vertu des PCGR des États-Unis

En juin 2009, le FASB a publié une directive maintenant codifiée comme étant le Topic 105 de l'ASC, intitulé *Generally Accepted Accounting Principles*, en tant qu'unique source de PCGR des États-Unis non gouvernementaux faisant autorité. Le Topic 105 de l'ASC ne modifie pas les PCGR des États-Unis actuels, mais vise à simplifier l'accès à tous les PCGR des États-Unis faisant autorité en présentant à un seul endroit tous les textes faisant autorité sur un sujet particulier. Tous les documents liés aux normes comptables qui existent actuellement seront remplacés et tous les autres textes comptables non inclus dans la Codification du FASB seront considérés comme ne faisant pas autorité dans le domaine. Les dispositions du Topic 105 de l'ASC s'appliquent aux états financiers annuels des exercices se terminant après le 15 septembre 2009 et, par conséquent, s'appliquent à nos états financiers pour la période considérée. L'adoption de cette prise de position n'a eu aucune incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société. Toutefois, elle a eu des répercussions sur notre processus de communication de

l'information financière étant donné l'élimination de toutes les références aux normes antérieures à la Codification. Lors de l'entrée en vigueur du Topic 105, la Codification a remplacé toutes les normes existant alors en matière de comptabilité et d'information autres que celles couvertes par la SEC. De plus, tous les autres textes comptables, autres que ceux visés par la SEC, qui ne sont pas couverts par une clause d'antériorité et qui ne sont pas inclus dans la Codification ne font plus autorité dans le domaine.

Par suite de la mise en application de cette Codification par la Société en 2009, les références à de nouvelles normes ou textes comptables faites précédemment ne s'appliquent plus. Dans les états financiers annuels inclus dans les présentes, la Société a fourni des références tant aux nouvelles qu'aux anciennes normes pour faciliter la compréhension des incidences des textes comptables récemment adoptés, plus précisément en ce qui a trait aux directives adoptées depuis le début de l'exercice en cours, mais avant l'ASC.

Également en juin 2009, le FASB a publié une directive à l'égard des *Amendments to FAS 46R* du Topic 810 de l'ASC de la Codification (auparavant le « SFAS No. 167 »), qui améliore la présentation de l'information financière par les entreprises exerçant des activités avec des entités à détenteurs de droits variables. Les modifications remplacent le calcul quantitatif des risques et des avantages pour déterminer quelle entreprise, le cas échéant, détient une participation financière donnant le contrôle dans une entité à détenteurs de droits variables par une approche axée sur l'identification de l'entité qui a le pouvoir de diriger les activités d'une entité à détenteurs de droits variables ayant l'incidence la plus importante sur le rendement de l'entité, et qui a 1) l'obligation d'absorber les pertes de l'entité ou 2) le droit de recevoir les avantages de l'entité. Les modifications entreront en vigueur au début du premier exercice ouvert à compter du 15 novembre 2009 et devront être appliquées prospectivement. La Société évalue actuellement l'incidence que l'adoption de cette directive pourrait avoir sur les états financiers consolidés de la Société.

Toujours en juin 2009, le FASB a publié une directive à l'égard du *Accounting for Transfers of Financial Assets, an Amendment to FAS 140* du Topic 860 de l'ASC (auparavant le « SFAS 140 », intitulé *Accounting for Transfers and Servicing of Financial Assets and Extinguishments of Liabilities – a replacement of FASB Statement No. 125, as amended by SFAS No. 166, Accounting for Transfers of Financial Assets – An Amendment of FASB Statement No. 140*) de la Codification, qui entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 novembre 2009, laquelle modifie les principes appliqués antérieurement pour exiger qu'une plus grande quantité d'informations soit présentée concernant les transferts d'actifs financiers et l'exposition continue, que conserve le cédant, aux risques liés au transfert d'actifs financiers, notamment les opérations de titrisation. Cette directive supprime le concept de « structure d'accueil admissible », modifie les exigences en ce qui a trait à la sortie du bilan d'actifs financiers et exige la présentation d'informations additionnelles. Elle améliore l'information présentée aux utilisateurs des états financiers, en ce qu'elle fournit une plus grande transparence concernant les transferts d'actifs financiers et le droit que conserve une entité à l'égard des actifs financiers transférés. La Société évalue actuellement l'incidence que l'adoption de cette directive pourrait avoir sur les états financiers consolidés de la Société.

En mai 2009, le FASB a publié une directive à l'égard du Topic 855 de l'ASC – *Subsequent Events* (auparavant le « SFAS No. 165 »), qui établit les normes pour la comptabilisation et la présentation d'informations concernant les événements qui se sont produits après la date du bilan, mais avant que les états financiers soient publiés ou soient disponibles pour être publiés. La directive préconise de fournir la date jusqu'à laquelle une entité a évalué les événements postérieurs ainsi que de donner la raison pour laquelle cette date a été retenue s'il ne s'agit pas de celle à laquelle les états financiers ont été publiés ou étaient disponibles pour être publiés. Cette directive s'applique aux périodes intermédiaires et annuelles se terminant après le 15 juin 2009. L'adoption de cette directive n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société. En février 2010, le FASB a publié l'*Accounting Standards Update No. 2010-09 Subsequent Events* (Topic 855) *Amendments to Certain Recognition and Disclosure Requirements*, lequel présente des modifications du Subtopic 855-10 visant à atténuer les conflits potentiels entre le Subtopic 855-10 et les exigences de la SEC à l'égard de l'information à fournir sur les événements postérieurs à la date du bilan. Une entité qui est un déposant auprès de la SEC doit évaluer les événements postérieurs à la date du bilan jusqu'à la date où les états financiers sont publiés et elle n'est pas tenue de divulguer la date jusqu'à laquelle les événements postérieurs à la date du bilan ont été évalués.

En avril 2009, le FASB a publié une directive relativement au Topic 820 de l'ASC – *Fair Value Measurements and Disclosures* (auparavant le FASB Staff Position [« FSP »] FAS 157-4) de la Codification, portant sur la détermination de la juste valeur lorsque le volume et le niveau d'activité d'un actif ou d'un passif ont diminué de

façon importante et sur la détermination des opérations qui ne sont pas ordonnées. Cette directive met l'accent sur le fait que même s'il y a eu une baisse importante du volume et du niveau d'activité d'un actif ou d'un passif, l'objectif d'une évaluation de la juste valeur demeure inchangé. La juste valeur est le prix qui aurait été reçu à la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif dans le cadre d'une opération ordonnée (c'est-à-dire une opération qui n'est pas une liquidation forcée ni une vente au rabais) entre participants au marché monétaire. La directive comporte un nombre de facteurs à considérer pour évaluer s'il y a eu ou non une baisse importante du volume et du niveau d'activité pour un actif ou un passif lorsque l'activité est normale sur les marchés. De plus, lorsque les opérations ou les prix cotés ne sont pas considérés comme ordonnés, des ajustements pourraient devoir être apportés, en fonction de l'importance de l'information disponible, aux fins de la détermination de la juste valeur appropriée. Cette directive s'applique aux périodes intermédiaires et annuelles se terminant après le 15 juin 2009 et elle doit être appliquée de façon prospective. L'application de cette directive n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En avril 2009, le FASB a publié une directive à l'égard du Topic 825 de l'ASC – *Financial Instruments* (auparavant le « FSP FAS 107-1 » et l'« APB 28-1 ») de la Codification, portant sur la présentation d'informations sur une base intermédiaire concernant la juste valeur des instruments financiers. Cette directive requiert l'ajout d'informations sur la juste valeur des instruments financiers pour les périodes intermédiaires et annuelles. Elle entre en vigueur pour l'ensemble des périodes intermédiaires et annuelles se terminant après le 15 juin 2009 et elle doit être appliquée de façon prospective. Au 31 décembre 2009, l'application de la directive n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société autre que celle mentionnée dans les informations additionnelles présentées à la note 12.

En mars 2008, le FASB a publié une directive relativement au Topic 815 de l'ASC – *Derivative and Hedging* (auparavant le « SFAS No. 161 ») de la Codification, portant sur l'amélioration de l'information financière concernant les instruments dérivés et les activités de couverture qui exigeaient des entités qu'elles fournissent des informations additionnelles pour permettre aux investisseurs de mieux comprendre leur effet sur la situation financière, la performance financière et les flux de trésorerie de l'entité. Cette directive a pris effet le 1^{er} janvier 2009. La direction s'est conformée aux exigences d'information de ce récent énoncé – se reporter aux informations additionnelles présentées à la section « Risque lié aux prix des marchandises » de la note 12 des états financiers inclus dans les présentes.

En février 2008, le FASB a publié une directive à l'égard du *Effective Date of FASB Statement No. 157* du Topic 820 de l'ASC (auparavant le « FSP FAS 157-2 ») de la Codification, laquelle modifiait le SFAS No. 157 en reportant la date de prise d'effet du SFAS No. 157 aux exercices ouverts après le 15 novembre 2008 et aux périodes intermédiaires incluses dans ces exercices, pour les actifs et les passifs non financiers, à l'exception des éléments constatés ou présentés à la juste valeur dans les états financiers de manière récurrente. L'application de ce Topic, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2009, n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En décembre 2007, le FASB a publié des lignes directrices dans le Topic 805 de l'ASC – *Business Combinations* (auparavant le SFAS No. 141(R), intitulé « Business Combinations »). La norme exige que l'acquéreur dans un regroupement d'entreprises constate tous (et uniquement) les actifs acquis et les passifs pris en charge dans le cadre de l'opération; elle établit la juste valeur à la date d'acquisition à titre d'objectif d'évaluation pour tous les actifs acquis et les passifs pris en charge; et elle exige que l'acquéreur divulgue aux investisseurs et aux autres utilisateurs toute l'information dont ils ont besoin pour évaluer et comprendre la nature et l'incidence financière du regroupement d'entreprises. En avril 2009, le FASB a publié le FSP FAS 141(R)-1, lequel modifie et précise le SFAS No. 141(R) afin de résoudre les problèmes d'application soulevés par les auteurs des états financiers, les vérificateurs et les membres de la profession juridique relativement à la constatation et à l'évaluation initiale, à l'évaluation et à la comptabilisation subséquentes et à la présentation d'informations concernant les actifs et les passifs qui découlent d'éventualités dans un regroupement d'entreprises. Cette norme devra être appliquée prospectivement. La mise en application du SFAS No. 141(R) et du FSP FAS 141(R)-1, en vigueur le 1^{er} janvier 2009, n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En décembre 2007, le FASB a publié une directive au sujet du Topic 810 de l'ASC – *Consolidation* (auparavant le « SFAS No. 160 ») de la Codification, portant sur la comptabilisation de la part des actionnaires sans contrôle dans les états financiers consolidés. Cette directive donne des précisions sur le classement de la part des actionnaires sans contrôle dans le bilan consolidé et sur le traitement comptable et la présentation des opérations entre l'entité

publiante et les détenteurs de la part des actionnaires sans contrôle. La directive a pris effet au début du premier exercice ouvert à compter du 15 décembre 2008, et elle devait être appliquée de façon prospective, sauf en ce qui a trait au reclassement de la part des actionnaires sans contrôle dans les capitaux propres et à celui du bénéfice net (de la perte nette) attribuable tant à la participation majoritaire qu'à la part des actionnaires sans contrôle, lesquels prévoyaient une adoption rétrospective. La Société a adopté cette directive avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, laquelle n'a pas eu d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

En décembre 2008, la SEC a publié le règlement, intitulé *Modernization of Oil and Gas Reporting*, qui revoit les exigences relatives aux informations à fournir selon le Regulation S-K et le Regulation S-X en vue de les harmoniser avec les pratiques du secteur et les avancées technologiques. Les nouvelles exigences relatives aux informations à fournir comprennent des dispositions qui permettent le recours à de nouvelles technologies pour établir les réserves prouvées s'il a été démontré empiriquement que ces technologies produisent des conclusions fiables quant aux volumes des réserves. De plus, les nouvelles exigences relatives aux informations à fournir indiquent qu'une société doit : a) présenter ses contrôles internes à l'égard de l'estimation des réserves et l'indépendance et la qualification de son évaluateur ou vérificateur de réserves; b) déposer des rapports lorsqu'elle a recours à un tiers pour estimer les réserves ou mener une vérification des réserves; c) présenter les réserves de pétrole et de gaz au moyen d'un prix de base moyen fondé sur les douze mois précédents plutôt que sur les prix de clôture. Les dispositions de ce règlement ont pris effet pour notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. L'application de cette règle n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En août 2009, le FASB a publié l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2009-05, intitulé *Measuring Liabilities at Fair Value* (l'« ASU 09-05 »), relativement au Topic 820 de l'ASC, *Fair Value Measurements and Disclosures*, qui a pris effet pour les premières périodes (y compris les périodes intermédiaires) commençant après la publication. L'ASU 09-05 exige que, aux fins de l'évaluation de la juste valeur des passifs, une entité utilise une ou plusieurs des techniques d'évaluation qui y sont prescrites lorsqu'un prix coté sur un marché actif pour des passifs identiques n'est pas disponible. L'ASU fournit également les clarifications suivantes : les entités ne sont pas tenues de fournir des données distinctes ou des ajustements à d'autres données relativement à l'existence de restrictions qui empêchent le transfert de passifs au moment d'évaluer leur juste valeur; et les prix cotés sur un marché actif pour des passifs identiques à la date d'évaluation et les prix cotés pour des passifs identiques, lorsque ceux-ci sont négociés comme des actifs sur un marché actif et que des ajustements doivent être apportés aux prix cotés des actifs, correspondent à des données liées à une évaluation de la juste valeur de niveau 1. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la Société.

Ententes hors bilan

Aux 31 décembre 2009 et 2008, nous n'avons établi aucune relation avec des entités non consolidées ou des partenaires financiers, notamment avec des entités de financement structuré ou des structures d'accueil, qui aurait été établie dans le but de favoriser des ententes hors bilan ou à des fins contractuelles restreintes ou limitées. Par ailleurs, nous n'avons mené aucune activité de négociation visant des contrats non négociables sur un marché organisé. Par conséquent, nous ne sommes pas exposés de façon importante aux risques de financement, d'illiquidité, de marché ou de crédit que peuvent comporter de telles relations. Nous n'avons établi aucune relation ni conclu d'opération avec des personnes ou des entités qui tirent un avantage de leur relation d'interdépendance avec nous, ou avec nos apparentés, sauf dans les cas mentionnés dans le présent rapport.

Opérations entre apparentés

La Société a conclu des ententes avec un certain nombre d'entités qui sont apparentées ou contrôlées par l'intermédiaire d'administrateurs ou d'actionnaires communs. Ces entités lui permettent de bénéficier d'un avion, des services de ressources techniques ou administratives et de locaux à bureaux ou d'installations à Vancouver, à Londres et à Singapour. Les services sont facturés à la Société, dans la plupart des cas, selon la méthode du recouvrement des coûts. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les frais engagés à l'égard des accords susmentionnés dans le cours normal des activités se sont élevés à 3,8 M\$ (3,0 M\$ en 2008 et 3,3 M\$ en 2007) et ils sont comptabilisés à leur valeur d'échange à titre de frais généraux et administratifs et de frais de développement des affaires et des technologies à l'état des résultats. Au 31 décembre 2009, les montants inclus, en vertu de ces accords, au titre des créiteurs et charges à payer du bilan, se sont établis à 0,1 M\$ (0,1 M\$ au 31 décembre 2008).

RUBRIQUE 7A. RENSEIGNEMENTS QUANTITATIFS ET QUALITATIFS SUR LES RISQUES LIÉS AUX MARCHÉS

Nous sommes exposés aux risques habituels liés aux marchés qui sont inhérents au secteur pétrolier et gazier, notamment aux risques liés aux marchés boursiers, aux prix des marchandises, aux taux de change, aux taux d'intérêt et au crédit. Nous tenons compte de ces risques et gérons nos activités de manière à limiter au minimum notre exposition à ceux-ci.

ACTIVITÉS AUTRES QUE DE NÉGOCIATION

Risques liés aux marchés boursiers

Nous avons en ce moment en Chine une production restreinte qui n'a pas généré suffisamment de liquidités pour financer nos activités d'exploration et de mise en valeur. Jusqu'à maintenant, nous avons compté sur les marchés boursiers comme principale source de capitaux pour le financement de notre expansion et de notre croissance. Selon nos plans actuels, nous estimons avoir besoin de 100,0 M\$ à 125,0 M\$ environ pour financer nos programmes d'investissements en 2010.

Rien ne garantit toutefois que nous pourrions obtenir le financement nécessaire au moment où nous en aurons besoin. Des facteurs hors de notre contrôle, tel que la récente crise du crédit, pourraient faire en sorte qu'il soit difficile, voire impossible, d'obtenir du financement à des conditions favorables, si tant est que nous puissions en obtenir. Si nous ne réussissons pas à obtenir le financement nécessaire au moment voulu, nous pourrions être contraints de reporter nos plans de mise en valeur, de renoncer à nos droits dans certains ou la totalité de nos projets ou de réduire ou d'abandonner certaines ou la totalité de nos activités.

Risques liés aux prix des marchandises

Le risque lié aux prix du pétrole brut est celui auquel nous sommes le plus exposés. Les prix du pétrole brut et les écarts de qualité sont influencés par des facteurs internationaux tels que la récente crise du crédit, les actions de l'OPEP, les événements de nature politique et les facteurs fondamentaux de la loi de l'offre et de la demande. Nous sommes également exposés, quoique dans une moindre mesure, aux fluctuations des prix du gaz naturel, qui sont généralement influencés par les prix du pétrole, l'offre et la demande sur le marché nord-américain et les conditions des marchés locaux. Selon l'estimation de la Société des niveaux de production de pétrole brut mondiaux pour 2010, une fluctuation du prix du pétrole de 1,00 \$ le baril augmenterait ou diminuerait le bénéfice net et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de 0,2 M\$ pour 2010.

Nous utilisons périodiquement des instruments dérivés pour limiter les fluctuations de nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation et nous avons en ce moment des tunnels à prime zéro dans le cadre de nos facilités bancaires. La Société a contracté un instrument dérivé sous forme de tunnel à prime zéro dans le but de limiter les fluctuations de ses flux de trésorerie provenant de la vente d'environ 50 % de sa production estimative de son champ pétrolifère de Dagang en Chine sur une période de trois ans commencée en septembre 2007. Cet instrument dérivé a un prix plafond de 84,50 \$ le baril et un prix plancher de 55,00 \$, fondés sur l'indice WTI de la NYMEX. Voir à ce sujet la note 12 des états financiers consolidés.

Le 31 décembre 2009, la Société n'avait aucune position en cours dans les instruments dérivés précités, car elle avait remboursé l'emprunt bancaire et réglé tous les contrats dérivés en cours.

Une baisse des prix du pétrole et du gaz naturel aurait une incidence négative sur nos résultats d'exploitation en conséquence directe d'une baisse de nos produits d'exploitation, mais aussi sur le calcul du plafonnement du coût entier au titre de la perte de valeur de nos propriétés pétrolières et gazières. Nous comparons sur une base trimestrielle la valeur de nos réserves prouvées et probables, au moyen d'estimations sur les prix futurs du pétrole et du gaz¹, avec la valeur comptable de nos propriétés pétrolières et gazières. Le calcul du plafonnement du coût entier est sensible aux fluctuations des prix du pétrole et du gaz et, dans un contexte de chute des prix, pourrait donner lieu à une charge dans nos résultats d'exploitation, comme ce fut le cas en 2001 lorsque nous avons constitué une provision pour moins-value de 14,0 M\$ en vertu des PCGR du Canada et une provision additionnelle de 10,0 M\$ en

vertu des PCGR des États-Unis, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz. Une baisse des prix du pétrole et du gaz par rapport à ceux que nous avons utilisés dans le calcul du plafonnement du coût entier au 31 décembre 2009, comme il a été mentionné plus haut à la sous-rubrique « Conventions et estimations comptables critiques – Pertes de valeur des biens pétroliers et gaziers prouvés », pourrait entraîner la constitution de provisions pour dépréciation additionnelles à l'égard de nos propriétés pétrolières et gazières.

1. La valeur de récupération des réserves probables n'est indiquée que pour mesurer la dépréciation de la valeur comptable de biens pétroliers et gaziers, tel que l'exigent les PCGR du Canada mais non les PCGR des États-Unis. Par ailleurs, il existe des différences en vertu des PCGR des États-Unis – se reporter à la section « Conventions et estimations comptables » pour plus de détails sur les différences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis concernant le calcul de la provision pour dépréciation pour les biens pétroliers et gaziers.

Risques liés aux taux de change

Les risques liés aux taux de change ont trait aux risques de fluctuation de la valeur d'un engagement financier ou d'un actif ou d'un passif constaté en raison d'une variation des taux de change. La principale monnaie sous-jacente aux flux de trésorerie de la Société est le dollar américain, en raison du fait que le prix du principal produit de la Société, le pétrole brut, est fixé en dollars américains sur les marchés internationaux. Par conséquent, la Société ne prévoit pas être exposée aux risques liés aux taux de change en ce qui a trait à ses revenus de production. Toutefois, certains des flux de trésorerie que tire la Société de certaines activités internationales sont basés sur l'équivalent en dollars américains des flux de trésorerie mesurés en monnaies étrangères. La majorité des coûts d'exploitation engagés dans nos activités chinoises sont en renminbis chinois, tandis que la majorité des frais engagés à nos bureaux administratifs de Vancouver et de Calgary, de même que certains frais liés à notre expansion commerciale, sont en dollars canadiens. De plus, en raison de la récente acquisition d'un bien en Alberta (se reporter à la note 18), les dépenses de la Société en dollars canadiens ont augmenté au cours des derniers semestres de 2008 et de 2009 par rapport aux périodes correspondantes des exercices précédents, tout comme les soldes de trésorerie et de dette libellés en dollars canadiens. Les décaissements en renminbis chinois et en dollars canadiens sont convertis en équivalents en dollars américains au taux de change en vigueur à la date des décaissements. Des gains et des pertes de change sont constatés lorsque des actifs et des passifs monétaires, principalement des débiteurs et des créditeurs à court terme, libellés en monnaies étrangères sont convertis à la fin de chaque mois. L'incidence prévue au 31 décembre 2009 d'une appréciation ou d'une dépréciation de 10 % du renminbi chinois et du dollar canadien sur notre perte nette et sur le déficit accumulé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 est de 4,6 M\$ à la hausse et de 4,4 M\$ à la baisse, respectivement. Dans le but de diminuer l'exposition de la Société aux risques liés aux taux de change, celle-ci s'emploie à maximiser les dépenses et les contrats libellés en dollars américains tout en limitant au minimum ceux libellés dans d'autres monnaies, sauf en ce qui a trait aux activités canadiennes, pour lesquelles la Société tente de détenir des éléments de trésorerie libellés en dollars canadiens afin de gérer le risque de change lié à la dette en cours et au passif à court terme libellés en dollars canadiens.

Risques liés aux taux d'intérêt

Les risques liés aux taux d'intérêt ont trait aux risques de fluctuation de la valeur d'un instrument financier ou des flux de trésorerie associés à celui-ci en raison d'une variation des taux d'intérêt du marché. Ce genre de risque découle des emprunts à taux d'intérêt variable. En 2009, la Société avait une facilité bancaire (comme il a été mentionné précédemment, cette facilité a été remboursée en totalité en décembre 2009) et un billet convertible à taux d'intérêt variable. La Société estime que sa perte nette et son déficit accumulé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 auraient fluctué de 0,2 M\$ par tranche de 1 % de variation des taux d'intérêt à cette date. La Société ne tente pas activement pour le moment d'atténuer ce risque lié aux taux d'intérêt, étant donné la faible importance et la courte durée de ses emprunts ainsi que l'environnement actuel des taux d'intérêt à l'échelle mondiale.

Risques liés au crédit

La trésorerie confiée à des institutions financières, les comptes débiteurs, les contrats sur dérivés et les soldes d'avances de la Société sont exposés aux risques liés au crédit. La Société est d'avis que son exposition au risque de crédit découlant de la trésorerie confiée à des institutions financières est minime en raison de la qualité des institutions auxquelles la trésorerie est confiée et de la nature des instruments de dépôt. La plus grande partie de ces comptes débiteurs ont trait aux ventes de pétrole à des sociétés pétrolières nationales étrangères et sont de ce fait exposés aux risques de crédit habituels de ce secteur. En outre, les soldes des débiteurs comprennent les coûts

facturés aux partenaires de la coentreprise dont la Société est l'exploitant et les avances consenties aux partenaires des coentreprises dont la Société n'est pas l'exploitant. La Société gère ce risque de crédit par la conclusion de contrats de vente uniquement avec des entités établies et par la réévaluation périodique de son exposition par rapport à chacune de ces entités.

Actuellement, tous les produits de la Société proviennent de CNPC et, aux 31 décembre 2009 et 2008, des tranches de 80 % et de 95 %, respectivement, du solde des comptes clients étaient à recevoir de ce même client.

Les créances clients de la Société comprennent les débiteurs d'une valeur comptable de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, lesquels sont en souffrance à la date du bilan et pour lesquels la Société n'a pas constitué de provision puisqu'il n'y a pas eu de variation importante de la solvabilité et que les montants sont toujours considérés comme recouvrables. De plus, la Société a comptabilisé une provision de 0,2 M\$ pour la totalité du montant en cours lié à un montant dû à la Société par deux partenaires de coentreprise distincts au quatrième trimestre de 2009. Ces provisions ont été comptabilisées au titre des frais généraux et administratifs dans l'état des résultats et du résultat étendu. Aucune autre modification n'a été apportée à la provision pour pertes sur créances, et aucune autre perte liée au risque de crédit n'a été comptabilisée au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2009.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité représente le risque que des sources de financement adéquates pour les activités de la Société ne soient pas disponibles, ce qui signifie que la Société pourrait être forcée de vendre des actifs financiers ou non financiers, de refinancer sa dette existante, d'obtenir de nouveaux emprunts ou d'émettre des capitaux propres. Au nombre des plans actuels de la Société pour générer les ressources suffisantes pour assurer la continuité de ses activités et réaliser ses objectifs de dépenses en immobilisations figurent des alliances ou d'autres accords avec des entités possédant les ressources nécessaires au soutien des projets de la Société, le financement de projet, le financement par emprunt ou la vente de titres de capitaux propres. Toutefois, la disponibilité du financement, particulièrement le financement de projets, dépend entre autres de notre capacité à financer nos projets au moyen des marchés du crédit et des marchés boursiers. Malgré les récents efforts de financement fructueux de la Société (se reporter à la note 20 des états financiers inclus dans la rubrique 8 du présent rapport sur formulaire 10-K), les modalités et la disponibilité des capitaux et du capital d'emprunt ont été considérablement restreintes et le financement peut ne pas être disponible au moment opportun ou selon des modalités acceptables sur le plan commercial.

ACTIVITÉS DE NÉGOCIATION

Nous ne concluons pas de contrats à des fins de négociation ou de spéculation. Cela étant, nous ne sommes pas exposés de façon importante à des risques liés au financement, aux liquidités, aux marchés ou au crédit, auxquels nous serions susceptibles de faire face si nous avions conclu de tels contrats.

RUBRIQUE 8. ÉTATS FINANCIERS ET DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES

Table des matières des états financiers et des informations connexes

	<u>Page</u>
Rapport des comptables agréés inscrits indépendants	67
États financiers consolidés	
Bilans consolidés.....	68
États consolidés des résultats et du résultat étendu	69
États consolidés des capitaux propres	70
États consolidés des flux de trésorerie	71
Notes complémentaires	72
Données financières trimestrielles conformément aux PCGR du Canada et des États-Unis (non vérifié)	114
Renseignements supplémentaires au sujet des activités de production pétrolière et gazière (non vérifié)	114

RAPPORT DES COMPTABLES AGRÉÉS INSCRITS INDÉPENDANTS

Au conseil d'administration et aux actionnaires
d'**Ivanhoe Energy Inc.**

Nous avons vérifié les bilans consolidés ci-joints d'Ivanhoe Energy Inc. et de ses filiales (la « Société ») aux 31 décembre 2009 et 2008 ainsi que les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie connexes pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous croyons que nos vérifications constituent une base raisonnable sur laquelle fonder notre opinion.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Ivanhoe Energy Inc. et de ses filiales aux 31 décembre 2009 et 2008 ainsi que des résultats de leur exploitation et de leurs flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Nous avons aussi vérifié, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009, en fonction des critères établis dans le guide *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, et notre rapport daté du 12 mars 2010 exprime une opinion sans réserve sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

(signé) « Deloitte & Touche s.r.l »

Comptables agréés inscrits indépendants
Calgary, Canada
Le 12 mars 2010

IVANHOE ENERGY INC.

Bilans consolidés

(en milliers de dollars américains, sauf les montants par action)

	Aux 31 décembre	
	2009	2008 (note 19)
Actif		
À court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 12)	21 512 \$	38 477 \$
Débiteurs (note 12)	5 021	3 802
Billet à recevoir (note 12)	225	-
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme	771	637
Encaisse affectée	2 850	850
Instruments dérivés (note 12)	-	1 459
Actif lié aux activités abandonnées (note 19)	-	2 727
	<u>30 379</u>	<u>47 952</u>
Biens pétroliers et gaziers et frais de développement, montant net (note 3)	158 392	143 974
Actifs incorporels – technologie HTL ^{MC} (note 4)	92 153	92 153
Actif à long terme	839	152
Actif lié aux activités abandonnées (note 19)	-	62 644
	<u>281 763 \$</u>	<u>346 875 \$</u>
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (note 12)	10 779 \$	9 219 \$
Impôts à payer (note 14)	530	650
Tranche à court terme de la dette à long terme (notes 5 et 12)	-	412
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations – tranche à court terme (note 6)	753	-
Passif lié aux activités abandonnées – tranche à court terme (note 19)	-	6 074
	<u>12 062</u>	<u>16 355</u>
Dette à long terme (notes 5 et 12)	36 934	37 855
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 6)	195	1 928
Obligation à long terme (note 7)	1 900	1 900
Passif d'impôts futurs (note 14)	22 643	29 600
Passif lié aux activités abandonnées (note 19)	-	1 810
	<u>73 734</u>	<u>89 448</u>
Engagements et éventualités (note 7)		
Capitaux propres		
Capital-actions (282 558 593 actions ordinaires émises; 279 381 187 actions ordinaires au 31 décembre 2008)	422 322	413 857
Bons de souscription (notes 8 et 18)	19 427	18 805
Surplus d'apport	20 029	16 862
Billets convertibles (note 8)	2 086	2 086
Déficit cumulé	(255 835)	(194 183)
	<u>208 029</u>	<u>257 427</u>
	<u>281 763 \$</u>	<u>346 875 \$</u>

(Se reporter aux notes complémentaires.)

Approuvé par le conseil :

(signé) « Robert M. Friedland »
Administrateur

(signé) « Brian F. Downey »
Administrateur

IVANHOE ENERGY INC.
États consolidés des résultats et du résultat étendu

(en milliers de dollars américains, sauf les montants par action)

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
		(note 19)	(note 19)
Produits			
Produits tirés de la vente de pétrole	24 968 \$	48 370 \$	31 365 \$
Gain (perte) sur instruments dérivés	(1 335)	1 688	(4 993)
Intérêts créditeurs	25	612	317
	23 658	50 670	26 689
Charges			
Charges d'exploitation	10 191	21 515	13 000
Frais généraux et administratifs	21 693	14 252	9 803
Développement des affaires et des technologies	9 501	6 453	9 625
Amortissement pour déplétion et dépréciation	19 868	25 761	20 640
Perte de change	5 220	1 527	301
Intérêts débiteurs et frais de financement	856	1 309	623
Provision pour moins-value des actifs incorporels et des frais de développement (notes 3 et 4)	1 903	15 054	-
Radiation de frais de financement reportés (note 13)	-	2 621	-
Provision pour moins-value des biens pétroliers et gaziers (note 3)	-	-	6 130
	69 232	88 492	60 122
Perte liée aux activités poursuivies avant impôts	(45 574)	(37 822)	(33 433)
(Charge) économie d'impôts			
Impôts exigibles	(1 757)	(654)	-
Impôts futurs	9 600	-	-
	7 843	(654)	-
Perte nette liée aux activités poursuivies	(37 731)	(38 476)	(33 433)
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées (déduction faite des impôts de 29,6 M\$ en 2009 et de néant en 2008 et en 2007 (notes 13 et 14))	(23 921)	4 283	(5 774)
Perte nette et résultat étendu	(61 652) \$	(34 193) \$	(39 207) \$
Perte nette par action			
Perte nette liée aux activités poursuivies, de base et diluée	(0,13) \$	(0,15) \$	(0,14) \$
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées, de base et dilué(e)	(0,09)	0,02	(0,02)
Perte nette par action – de base et diluée	(0,22) \$	(0,13) \$	(0,16) \$
Nombre moyen pondéré d'actions (en milliers)			
De base et dilué	279 722	258 815	242 362

(Se reporter aux notes complémentaires.)

IVANHOE ENERGY INC.
États consolidés des capitaux propres

(en milliers de dollars américains, sauf les montants par action)

	Capital-actions		Bons de	Surplus	Billets	Déficit	
	Actions	Montant	souscription	d'apport	convertibles	cumulé	Total
	(en milliers)						
Solde au 31 décembre 2006	241 216	318 725 \$	23 955 \$	6 489 \$	- \$	(120 783) \$	228 386 \$
Perte nette et résultat étendu	-	-	-	-	-	(39 207)	(39 207)
Actions émises aux fins de ce qui suit :							
Exercice de bons de souscription (<i>note 8</i>)	2 000	4 313	(313)	-	-	-	4 000
Exercice d'options (<i>note 9</i>)	1 231	431	-	(52)	-	-	379
Primes aux employés	427	793	-	-	-	-	793
Échéance de bons de souscription (<i>note 8</i>)	-	-	(564)	564	-	-	-
Rémunération liée aux attributions d'options sur actions (<i>note 9</i>)	-	-	-	2 936	-	-	2 936
Solde au 31 décembre 2007	244 874	324 262	23 078	9 937	-	(159 990)	197 287
Perte nette et résultat étendu	-	-	-	-	-	(34 193)	(34 193)
Actions émises aux fins de ce qui suit :							
Placements privés, déduction faite des frais d'émission d'actions (<i>note 8</i>)	29 334	82 451	-	-	-	-	82 451
Exercice de la dette convertible (<i>note 8</i>)	2 291	4 862	-	-	-	-	4 862
Exercice d'options (<i>note 9</i>)	2 666	1 792	-	(587)	-	-	1 205
Primes aux employés	216	490	-	-	-	-	490
Billet convertible émis (<i>note 8</i>)	-	-	-	-	2 086	-	2 086
Échéance de bons de souscription (<i>note 8</i>)	-	-	(4 273)	4 273	-	-	-
Rémunération liée aux attributions d'options sur actions (<i>note 9</i>)	-	-	-	3 239	-	-	3 239
Solde au 31 décembre 2008	279 381	413 857	18 805	16 862	2 086	(194 183)	257 427
Perte nette et résultat étendu	-	-	-	-	-	(61 652)	(61 652)
Actions émises aux fins de ce qui suit :							
Acquisition d'une entreprise (<i>note 18</i>)	2 683	6 874	622	-	-	-	7 496
Services	81	207	-	-	-	-	207
Exercice d'options (<i>note 9</i>)	414	1 384	-	(492)	-	-	892
Rémunération liée aux attributions d'options sur actions (<i>note 9</i>)	-	-	-	3 659	-	-	3 659
Solde au 31 décembre 2009	282 559	422 322 \$	19 427 \$	20 029 \$	2 086 \$	(255 835) \$	208 029 \$

(Se reporter aux notes complémentaires.)

IVANHOE ENERGY INC.
États consolidés des flux de trésorerie

(en milliers de dollars américains)

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Activités d'exploitation			
Perte nette	(61 652) \$	(34 193) \$	(39 207) \$
(Bénéfice net) perte nette lié(e) aux activités abandonnées	23 921	(4 283)	5 774
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement pour déplétion et dépréciation	19 868	25 761	20 640
Provision pour moins-value	1 903	15 054	6 130
Rémunération à base d'actions (note 9)	3 849	3 016	3 151
(Gain) perte non réalisé(e) sur dérivés	1 459	(6 118)	4 659
Radiation de frais de financement reportés (note 13)	-	2 621	-
Perte de change non réalisée	5 109	1 762	-
Économie d'impôts futurs	(9 600)	-	-
Provision pour créances irrécouvrables	174	625	-
Autres	553	519	381
Coûts d'abandon réglés (note 6)	(118)	-	-
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(459)	6 016	(360)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies	(14 993)	10 780	1 168
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées	2 703	6 273	4 321
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	(12 290)	17 053	5 489
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(26 373)	(21 063)	(28 585)
Acquisitions d'actifs pétroliers et gaziers	-	(22 308)	-
Recouvrement de frais de développement (note 3)	-	-	9 000
Remboursements de l'avance	-	200	500
Augmentation de l'encaisse affectée entières	(2 000)	(850)	-
Autres	(587)	73	(47)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	64	(1 035)	(1 283)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies	(28 896)	(44 983)	(20 415)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées	35 292	(4 338)	(1 872)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	6 396	(49 321)	(22 287)
Activités de financement			
Actions émises dans le cadre de placements privés, déduction faite des frais d'émission d'actions	-	82 451	-
Frais d'émission d'actions sur acquisition	(26)	-	-
Produit de l'exercice d'options et de bons de souscription	893	1 205	4 379
Produit des titres de créance, déduction faite des frais de financement	-	4 790	9 356
Remboursements des titres de créance	(7 416)	(15 750)	(2 460)
Paiements de frais de financement reportés	-	(2 621)	-
Autres	(100)	(50)	-
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(26)	26	-
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies	(6 675)	70 051	11 275
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées	(5 200)	700	3 000
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(11 875)	70 751	14 275
Gain (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	16	(10 574)	-
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour l'exercice	(17 753)	27 909	(2 523)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	39 265	11 356	13 879
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	21 512 \$	39 265 \$	11 356 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin – activités poursuivies	21 512 \$	38 477 \$	9 060 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin – activités abandonnées	- \$	788 \$	2 296 \$

(Se reporter aux notes complémentaires.)

IVANHOE ENERGY INC.

Notes complémentaires

(tous les montants des tableaux sont exprimés en milliers de dollars américains,
sauf les données et les montants par action)

1. NATURE DES ACTIVITÉS

Ivanhoe Energy Inc. (la « **Société** » ou « **Ivanhoe Energy** ») est une société indépendante canadienne qui exerce des activités de mise en valeur et de production de pétrole lourd au niveau international et qui se concentre sur la croissance à long terme de ses réserves et de sa production. Ivanhoe Energy prévoit l'utilisation de technologies novatrices conçues pour faciliter considérablement la récupération des ressources de pétrole lourd, telles que l'utilisation commerciale prévue du procédé de traitement thermique rapide breveté (« **procédé RTP^{MC}** ») pour la valorisation du pétrole lourd (« **technologie HTL^{MC}** » ou « **HTL^{MC}** ») et des techniques de récupération améliorée de pétrole. De plus, la Société cherche à accroître ses réserves et sa production par l'exploration et la production conventionnelles de pétrole et de gaz. Nos activités de base ont actuellement cours en Chine, aux États-Unis, au Canada et en Équateur.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Ces états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus (les « **PCGR** ») du Canada. L'incidence des écarts importants entre les PCGR du Canada et des États-Unis sur les états financiers consolidés est présentée à la note 21.

Dans le cadre de la préparation des états financiers, la direction doit procéder à des estimations et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés et sur d'autres informations contenues dans ces états financiers consolidés. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Plus précisément, les montants comptabilisés au titre de l'amortissement pour déplétion et dépréciation des biens pétroliers et gaziers et au titre de la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont fondés sur des estimations des réserves et des coûts futurs. Ces estimations ainsi que celles liées aux flux de trésorerie futurs utilisées aux fins de l'évaluation de la moins-value des biens pétroliers et gaziers et des frais de développement ainsi que des actifs incorporels sont, par leur nature, sujettes à l'incertitude relative à la mesure. Par conséquent, l'incidence de ces estimations sur les états financiers des exercices futurs pourrait être importante.

Mode de présentation

Les états financiers de la Société au 31 décembre 2009 ont été préparés conformément aux PCGR du Canada applicables à la continuité de l'exploitation, qui supposent que la Société poursuivra ses activités dans un avenir prévisible et sera en mesure de réaliser ses actifs et de s'acquitter de ses obligations dans le cours normal des activités. La Société a comptabilisé une perte nette de 61,7 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 et, à cette même date, le déficit cumulé s'établissait à 255,8 M\$ et la Société affichait un fonds de roulement positif de 18,3 M\$. Actuellement, la Société prévoit engager des dépenses substantielles afin de poursuivre ses programmes de mise en valeur des immobilisations, particulièrement ceux liés à un projet de sables bitumineux en Alberta, à un champ de pétrole lourd en Équateur et à des activités de forage d'exploration en Chine. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de la Société ne suffiront pas pour respecter ses obligations à court terme et répondre aux exigences de ces programmes de dépenses en immobilisations. La prolongation de l'existence de la Société dépend de sa capacité à obtenir du capital pour financer davantage d'activités de mise en valeur et pour respecter ses obligations afin de conserver ses participations dans ces biens ainsi que de remplir ses obligations qui seront liées à d'autres projets potentiels faisant appel à la technologie HTL^{MC}. La Société prévoit financer les paiements futurs requis pour ses projets d'investissement en combinant le recours à des investisseurs stratégiques et aux marchés des titres de participation et de créance publics et privés, que ce soit au niveau de la société mère ou du projet (se reporter à la note 20). Les marchés des titres de participation et de créance publics et privés pourraient ne pas être accessibles à l'heure actuelle ou dans un avenir rapproché et, par conséquent, la capacité de la Société d'obtenir du financement ne peut être prédite avec certitude en ce moment. Sans accès à du financement, la Société pourrait donc être dans l'impossibilité de poursuivre son exploitation. Ces états financiers consolidés n'incluent aucun ajustement aux montants et au classement d'actifs et de passifs qui pourraient s'avérer nécessaires dans le cas où la Société serait incapable de poursuivre son exploitation, et ces ajustements pourraient être importants.

Périmètre de consolidation

Ces états financiers consolidés incluent les comptes d'Ivanhoe Energy et de ses filiales, qui sont toutes détenues en propriété exclusive.

La Société effectue une partie de ses activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz conjointement avec d'autres sociétés. Les comptes de la Société reflètent seulement sa quote-part dans l'actif et le passif de ces coentreprises.

Tous les soldes et les opérations intersociétés ont été éliminés aux fins de ces états financiers consolidés.

Conversion de devises

La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar américain puisqu'il s'agit de la devise utilisée mondialement dans l'industrie pétrolière et dans laquelle la majorité des opérations de la Société sont effectuées. Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars américains au taux de change en vigueur à la date du bilan tandis que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change en vigueur au moment où ils sont acquis ou engagés. Les produits et les charges sont convertis en dollars américains à un taux qui se rapproche du taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les gains ou les pertes de change découlant de la conversion de fin d'exercice des actifs et des passifs monétaires libellés en devises sont comptabilisés à l'état des résultats.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie incluent des instruments du marché monétaire à court terme assortis d'une durée à l'échéance d'au plus 90 jours à compter de la date d'émission.

Biens pétroliers et gaziers

Comptabilisation du coût entier

La Société utilise la méthode de la capitalisation du coût entier pour comptabiliser ses biens pétroliers et gaziers. Par conséquent, toutes les dépenses d'exploration et de mise en valeur sont capitalisées par pays (centre de coûts). Ces dépenses sont liées aux acquisitions de concessions et de droits à des redevances, aux études géologiques et géophysiques, aux charges liées aux biens non prouvés, au forage de puits productifs et non productifs, aux installations et au matériel de collecte et de production, au financement, aux frais administratifs liés aux projets d'investissement et aux coûts de mise hors service d'immobilisations. Le produit tiré de la vente de biens pétroliers et gaziers est porté en réduction de la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers prouvés, sauf si de tels montants modifiaient de façon importante le taux d'amortissement pour déplétion et dépréciation. Dans un tel cas, les gains et les pertes seraient comptabilisés dans les résultats. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés, tandis que les améliorations et les rénovations majeures sont capitalisées. Le montant des frais d'intérêts capitalisés à l'égard d'actifs admissibles doit correspondre à la partie des frais d'intérêts engagés au cours de la période d'acquisition des actifs qui, théoriquement, auraient pu être évités si les dépenses liées à ces actifs n'avaient pas été faites. Les placements d'une importance inhabituelle dans des biens non prouvés et des projets de mise en valeur d'envergure qui ne font pas l'objet d'un amortissement pour déplétion et dépréciation et pour lesquels des activités d'exploration ou de mise en valeur sont en cours sont des actifs admissibles à la capitalisation des frais d'intérêts. De même, dans les centres de coûts qui ne sont pas en production, les biens et projets importants pour lesquels des activités d'exploration ou de mise en valeur sont en cours sont également considérés comme des actifs admissibles à la capitalisation des frais d'intérêts.

Amortissement pour déplétion

La quote-part de la Société relative aux coûts liés aux biens pétroliers et gaziers cumulés dans chaque centre de coûts, incluant une provision pour les frais de développement futurs, est amortie selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur la durée de vie de la quote-part de la Société relativement aux réserves pétrolières et gazières prouvées, restantes et estimées, déduction faite des redevances. Les frais engagés relativement à un bien pétrolier et gazier non prouvé sont exclus du calcul du taux d'amortissement jusqu'à ce que l'on détermine que des réserves prouvées sont attribuables à un bien pétrolier et gazier non prouvé ou qu'un bien pétrolier et gazier non prouvé a subi une moins-value. Les réserves et la production de gaz naturel sont converties en barils d'équivalent pétrole selon une norme du secteur généralement reconnue, selon laquelle six milliers de pieds cubes de gaz équivalent à un baril de pétrole. Le ratio de conversion est fondé sur une méthode de conversion en énergie équivalente qui s'applique principalement au bec du brûleur et ne représente pas une valeur d'équivalence à la tête de puits.

Moins-value de biens pétroliers et gaziers prouvés

Aux fins de la comptabilisation d'une moins-value, la valeur comptable d'un centre de coûts est comparée aux flux de trésorerie nets futurs non actualisés des réserves prouvées de ce centre de coûts selon des estimations des prix et des coûts futurs du pétrole et du gaz ainsi que des coûts liés aux biens non prouvés qui ont été exclus du calcul de l'amortissement pour déplétion. Si la valeur comptable est supérieure à la somme de la valeur des flux de trésorerie nets futurs non actualisés des réserves prouvées et des coûts liés aux biens non prouvés exclus du calcul de l'amortissement pour déplétion, le montant de la moins-value potentielle du centre de coûts doit être évalué. La moins-value d'un centre de coûts est évaluée en déterminant le montant par lequel sa valeur comptable excède les flux de trésorerie nets futurs actualisés de ses réserves prouvées et probables au moyen des estimations des prix et des coûts futurs du pétrole et du gaz ainsi que des coûts liés aux biens non prouvés et qui ne contiennent pas de réserves probables exclus du calcul de l'amortissement. Les flux de trésorerie nets du centre de coûts d'une réserve prouvée et probable sont actualisés selon un **taux d'intérêt sans risque ajusté** selon les risques économiques et politiques du pays considéré. Le montant de la moins-value est comptabilisé à titre de charge à l'état des résultats et est porté en réduction de la valeur comptable nette des biens pétroliers et gaziers d'un centre de coûts. Les biens non prouvés et les projets majeurs de mise en valeur sont évalués trimestriellement afin de déceler toute moins-value. Si une moins-value s'est produite, elle est reflétée dans la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers prouvés.

Coûts de mise hors service d'immobilisations

La Société évalue les coûts requis pour l'abandon de ses biens américains producteurs de pétrole et de gaz et les installations liées à la technologie HTL^{MC} à la juste valeur, laquelle se rapproche du coût qu'un tiers engagerait pour effectuer les tâches nécessaires à l'abandon du champ et à la remise en état du site. La juste valeur est constatée dans les états financiers à la valeur actualisée des sorties de fonds futures prévues pour le règlement du passif et une augmentation correspondante est inscrite à l'actif connexe. Après l'évaluation initiale, l'incidence de l'écoulement du temps sur le passif de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations (charge de désactualisation) est constatée à l'état des résultats dans les intérêts débiteurs. Les coûts réels engagés lors du règlement de l'obligation sont imputés à l'obligation à concurrence du passif constaté. Tout écart entre les coûts réels engagés lors du règlement de l'obligation et le passif comptabilisé est constaté à titre de gain ou de perte au solde comptable de l'actif connexe à la période dans laquelle le règlement a eu lieu.

Les coûts de mise hors service d'immobilisations liés aux biens américains producteurs de pétrole et de gaz sont amortis au moyen de la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation selon l'estimation des réserves prouvées et sont inclus au titre de la charge d'amortissement pour déplétion et dépréciation. Les coûts de mise hors service d'immobilisations liés à l'installation de démonstration commerciale sont amortis sur la durée de vie de l'installation qui commence à la mise en service de celle-ci.

La Société ne fait pas de telles provisions en ce qui a trait à ses activités pétrolières et gazières en Chine puisque la Société n'est pas contrainte de contribuer au coût futur d'abandon du champ et de remise en état du site dans ce pays.

Frais de développement

La Société engage des frais divers dans la poursuite des projets liés aux technologies HTL^{MC} et GTL partout dans le monde. De tels frais engagés avant la signature d'un protocole d'entente ou d'ententes semblables sont considérés comme des frais de développement des affaires et des technologies et sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. À l'établissement d'un protocole d'entente déterminant la faisabilité commerciale et technique d'un projet, incluant des études de commercialisation pour les produits des projets, la Société évalue si la faisabilité et les coûts connexes engagés ont une valeur future potentielle, si ces coûts sont susceptibles de mener à une entente définitive pour l'exploitation des réserves prouvées et s'ils devraient être capitalisés. Si aucune entente définitive n'est conclue, les coûts capitalisés du projet, qu'on juge sans valeur future, font l'objet d'une réduction de valeur imputée à l'état des résultats et une réduction correspondante est inscrite au solde comptable des frais de développement des technologies HTL^{MC} et GTL.

De plus, la Société engage des frais afin d'élaborer et d'identifier des améliorations à apporter aux applications des technologies HTL^{MC} et GTL qu'elle possède ou qu'elle commercialise. Le coût du matériel et des installations acquis, comme l'installation de démonstration commerciale de la technologie HTL^{MC}, ou les frais de construction liés à ces actifs, comme l'installation d'essai de la charge d'alimentation liée à la technologie HTL^{MC}, sont capitalisés au titre des frais de développement et sont amortis sur la durée de vie économique prévue du matériel ou des installations, laquelle commence dès le début des activités commerciales pour lesquelles le matériel ou les installations doivent être utilisés. D'ici à ce que l'installation d'essai de la charge d'alimentation soit vendue, démontée ou réutilisée, elle sera utilisée pour le traitement et la mise à l'essai de charges d'alimentation du pétrole brut lourd d'associés éventuels afin d'élaborer et de déterminer les améliorations à apporter à l'application de la technologie HTL^{MC}.

La Société examine la recouvrabilité de ces frais de développement capitalisés sur une base annuelle, ou lorsque des changements dans les circonstances indiquent que ces frais de développement pourraient avoir subi une perte de valeur, en procédant à une évaluation des flux de trésorerie futurs actualisés prévus pour les projets liés à ces frais. Si la valeur comptable de ces frais de développement capitalisés excède les flux de trésorerie futurs actualisés prévus, l'excédent fait l'objet d'une réduction de valeur imputée à l'état des résultats et une réduction correspondante est inscrite au solde comptable des frais de développement des technologies HTL^{MC} et GTL.

Les frais engagés lors de l'exploitation du matériel ou des installations utilisés aux fins de l'élaboration et de l'amélioration des technologies HTL^{MC} et GTL avant le début des activités commerciales sont considérés comme des charges liées au développement des affaires et des technologies et sont passés en charges à l'état des résultats de la période durant laquelle ils sont engagés.

Mobilier et matériel

Le mobilier et les accessoires sont présentés au coût. L'amortissement d'un actif est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur sa durée de vie utile estimative et à des taux variant entre trois et cinq ans.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels sont initialement constatés et évalués au coût. Les actifs incorporels dont la durée de vie est limitée sont amortis sur leur durée de vie utile estimative. Les actifs incorporels sont examinés au moins une fois par année afin de déceler les pertes de valeur, ou lorsque des événements ou des changements dans les circonstances indiquent la possibilité d'un non-recouvrement de la valeur comptable d'un actif incorporel. Si la valeur comptable d'un actif incorporel excède la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs actualisés prévus, l'excédent fait l'objet d'une réduction de valeur imputée à l'état des résultats et une réduction correspondante est inscrite à la valeur comptable de l'actif incorporel.

La Société possède, à titre d'actifs incorporels, un permis irrévocable et exclusif pour l'utilisation du procédé RTP^{MC} dans toutes les applications autres que la biomasse et une licence maîtresse d'utilisation non exclusive d'une technologie brevetée (la « technologie GTL » ou « GTL ») appartenant à Syntroleum Corporation (« **Syntroleum** ») qui permet de convertir le gaz naturel en carburants de transport ultrapropres et en d'autres produits pétroliers synthétiques. La Société répartira de façon proportionnelle la valeur comptable de la technologie HTL^{MC} entre les installations que la Société prévoit développer et qui utiliseront la technologie HTL^{MC}. Le montant de la valeur comptable des technologies affecté à chaque installation HTL^{MC} sera amorti en fonction de l'exploitation de l'installation HTL^{MC} à partir de la date à laquelle l'installation est mise en service. La valeur comptable du permis pour la technologie HTL^{MC} et de la licence maîtresse d'utilisation de la technologie GTL accordée à la Société par Syntroleum est évaluée sur une base annuelle au moyen d'une évaluation de leur juste valeur de marché dans le but de déceler les pertes de valeur ou lorsque des changements dans les circonstances indiquent que l'actif incorporel pourrait avoir subi une perte de valeur. La valeur comptable de la licence maîtresse d'utilisation de la technologie GTL a subi une perte de valeur : en 2008, sa valeur comptable de 10,0 M\$ (se reporter à la note 4) a été réduite à néant, et une réduction correspondante a été portée à nos résultats d'exploitation.

Produits tirés des ventes de pétrole et de gaz

Les ventes de pétrole brut et de gaz naturel sont constatées à la période durant laquelle le produit a été livré au client. Les produits tirés des ventes de pétrole et de gaz représentent la quote-part de la Société et sont comptabilisés déduction faite des paiements de redevances aux gouvernements et aux propriétaires d'autres intérêts miniers.

En Chine, la Société poursuit ses activités conjointement avec le gouvernement chinois conformément à un contrat de partage de la production. En vertu de ce contrat, la Société paie sa quote-part des coûts en capital et des charges d'exploitation ainsi que celle du gouvernement. La Société recouvre la quote-part du gouvernement liée à ces coûts par l'intermédiaire des produits futurs ou de la production sur la durée de vie du contrat de partage de la production. La quote-part du gouvernement liée aux charges d'exploitation est comptabilisée dans les charges au moment où elle est engagée, et les coûts en capital sont comptabilisés au titre des biens pétroliers et gaziers au moment où ils sont engagés. Lorsqu'ils sont recouvrés, les coûts en capital sont passés en charges au titre de l'amortissement pour dépréciation et de l'exercice au cours duquel le recouvrement a eu lieu.

Résultat par action

Le résultat de base par action est obtenu en divisant le bénéfice net ou la perte nette attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le résultat dilué par action reflète la dilution potentielle qui surviendrait si les droits relatifs aux options sur actions, aux débentures convertibles et aux bons de souscription étaient exercés. La méthode de la conversion hypothétique est utilisée pour calculer le résultat dilué par action à l'égard des débentures convertibles. La méthode du rachat d'actions est utilisée aux fins du calcul du résultat dilué par action. Cette méthode suppose que tout produit reçu en

contrepartie de l'exercice d'options sur actions et de bons de souscription dans le cours sera utilisé afin d'acheter des actions ordinaires au cours moyen du marché pour la période. La Société ne présente pas les montants de la perte diluée par action, car ces montants auraient un effet antidilutif pour les détenteurs d'actions ordinaires.

Impôts sur les bénéfices

La Société utilise la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts futurs. En vertu de cette méthode, les impôts futurs sont constatés de façon à refléter les conséquences fiscales prévues découlant des pertes fiscales reportées et des écarts temporaires entre la valeur comptable et l'assiette fiscale de l'actif et du passif de la Société. Une provision pour moins-value est portée en réduction de tout actif d'impôts futurs s'il est plus improbable que probable que la Société puisse utiliser les déductions fiscales liées à l'actif d'impôts futurs. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les passifs et les actifs d'impôts futurs est constatée en résultats pour la période au cours de laquelle cette modification a eu lieu, dans la mesure où les nouveaux taux d'imposition sont pratiquement en vigueur.

Rémunération à base d'actions

La Société offre un régime d'actionnariat à l'intention des employés et des administrateurs qui comporte un régime d'options d'achat d'actions, un régime de primes ainsi qu'un régime d'achat d'actions à l'intention des employés. Pour toutes les options sur actions attribuées, la charge de rémunération est constatée à l'état des résultats des périodes durant lesquelles les droits des options sur actions deviennent acquis selon la juste valeur des options sur actions à la date d'attribution. La Société utilise le modèle d'évaluation des options de Black et Scholes pour déterminer la juste valeur des options sur actions émises à la date d'attribution. À la date d'attribution des options sur actions, la Société estime le pourcentage des options sur actions émises aux employés et aux administrateurs qui, selon elle, seront éteintes. La charge de rémunération n'est pas constatée pour les attributions d'options sur actions éteintes, car elles ne satisfont pas aux exigences en matière de services aux fins de l'acquisition des droits. La charge de rémunération est ajustée selon le montant réel des options éteintes dans la période durant laquelle les options sur actions arrivent à échéance.

À l'exercice d'options sur actions, le capital-actions est crédité de la juste valeur des options sur actions à la date d'attribution pour laquelle une charge correspondante a été comptabilisée au surplus d'apport. La contrepartie versée à l'exercice d'options sur actions est aussi portée au crédit du capital-actions.

Une charge de rémunération est constatée lorsque les actions sont émises dans le cadre du régime d'octroi de primes sous forme d'actions. Le régime d'achat d'actions à l'intention des employés n'a pas encore été mis en application.

Actifs et passifs financiers

Actifs financiers

Les actifs financiers de la Société comprennent la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les avances, l'encaisse affectée et les instruments dérivés. Ces actifs financiers sont classés comme des prêts et créances ou comme détenus à des fins de transaction, selon le cas. Le classement des actifs financiers est déterminé à la constatation initiale. Lors de la constatation initiale d'un actif financier, celui-ci est évalué à la juste valeur, laquelle reflète généralement le prix de transaction. Les coûts de transaction de tous les actifs financiers sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Les actifs financiers sont classés comme détenus à des fins de transaction s'ils ont été acquis pour la vente à court terme. La trésorerie et les équivalents de trésorerie, l'encaisse affectée ainsi que les dérivés dont la juste valeur est positive sont aussi classés comme détenus à des fins de transaction. La juste valeur des actifs détenus à des fins de transaction est comptabilisée au bilan et les gains et pertes sont constatés à l'état consolidé des résultats. La juste valeur estimative des actifs détenus à des fins de transaction est établie par rapport aux cours du marché ou, si le cours n'est pas disponible, par rapport aux estimations de courtiers indépendants.

Les prêts et créances sont des actifs financiers non dérivés avec des paiements fixes ou pouvant être déterminés. Les débiteurs, le billet à recevoir et les avances ont été classés en tant que prêts et créances. Ces actifs sont comptabilisés au coût après amortissement puisque la valeur temporelle de l'argent n'est pas significative. Les gains et les pertes sont constatés dans les résultats lorsque les prêts et les créances sont décomptabilisés ou qu'ils ont subi une perte de valeur.

La Société évalue à chaque date de bilan si un actif financier comptabilisé au coût a subi une perte de valeur. S'il existe une indication objective de perte de valeur, le montant de la perte est évalué en comparant la valeur comptable de l'actif à sa juste valeur. La valeur comptable de l'actif est réduite du montant de la perte constatée dans les résultats.

Passifs financiers

Les passifs financiers sont classés comme détenus à des fins de transaction ou comme autres passifs financiers, selon le cas. Les passifs financiers comprennent les créditeurs et charges à payer, les instruments financiers dérivés, les facilités de crédit, l'obligation à long terme et la dette à long terme. Le classement des passifs financiers est établi à la constatation initiale.

Les passifs financiers détenus à des fins de transaction représentent des contrats financiers acquis pour la vente à court terme ou des dérivés dont la juste valeur de marché est négative.

La juste valeur estimative des passifs détenus à des fins de transaction est établie par rapport aux cours du marché ou, si le cours n'est pas disponible, par rapport aux estimations de courtiers indépendants.

Les autres passifs financiers sont des passifs financiers non dérivés avec des paiements fixes ou pouvant être déterminés.

Les autres passifs financiers à court terme sont comptabilisés au coût puisque la valeur temporelle de l'argent n'est pas significative. Les créditeurs et les charges à payer ainsi que les facilités de crédit ont été classés au titre des autres passifs financiers à court terme. Les gains et les pertes sont constatés dans les résultats lorsque l'élément identifié comme un autre passif financier à court terme est décomptabilisé. Les coûts de transaction des autres passifs financiers à court terme sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Les autres passifs financiers à long terme sont évalués au coût après amortissement. La dette à long terme et l'obligation à long terme ont été classées au titre des autres passifs financiers à long terme. Les coûts de transaction des autres passifs financiers à long terme sont déduits du passif connexe et comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Instruments financiers dérivés

La Société peut avoir recours, de façon périodique, à différents types d'instruments dérivés afin de gérer le risque d'exposition à la volatilité des prix et ainsi réduire les variations des flux de trésorerie liés aux marchandises. La Société a utilisé des tunnels à prime zéro pour gérer ce risque.

Les instruments financiers dérivés sont classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés au bilan consolidé à la juste valeur, soit au titre des actifs à court terme ou des passifs à court terme, selon le cas. La variation de la juste valeur de ces instruments financiers, ou les gains et pertes non réalisés, sont constatés à l'état des résultats au titre des produits dans la période durant laquelle ces variations sont survenues.

Les gains et les pertes liés au règlement de contrats sur dérivés, ou les gains et les pertes réalisés, sont constatés au titre des produits dans l'état des résultats.

Les contrats de vente ou d'achat d'éléments non financiers qui ne sont pas conformes aux besoins prévus de la Société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire sont comptabilisés en tant qu'instruments financiers dérivés.

Modifications comptables en 2009

En février 2008, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« **ICCA** ») a publié le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels » (le « **chapitre 3064** »), en remplacement du chapitre 3062, intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels » (le « **chapitre 3062** »), et du chapitre 3450, intitulé « Frais de recherche et développement ». Le chapitre 3064 s'applique aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2008. Le nouveau chapitre établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition, après leur comptabilisation initiale, et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes à l'égard de l'écart d'acquisition demeurent inchangées par rapport aux normes incluses dans le chapitre 3062 antérieur.

Également, en février 2008, l'ICCA a modifié le chapitre 1000 de son *Manuel*, intitulé « Fondements conceptuels des états financiers », car l'ICCA estimait que ce chapitre permettait le report des coûts qui ne répondent pas à la définition d'un actif. Les modifications s'appliquent aux états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2008. Depuis l'adoption, le 1^{er} janvier 2009, du chapitre 3064 et des modifications apportées au chapitre 1000, les montants capitalisés qui ne répondent plus à la définition d'un actif sont passés en charges de façon rétrospective.

La Société a adopté ces nouvelles normes avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, sans avoir procédé à des ajustements transitoires à ses états financiers consolidés en raison de cette adoption.

En janvier 2009, le Comité sur les problèmes nouveaux de l'ICCA (le « **CPN** ») a publié l'abrégé des délibérations n° 173, intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », qui fournit des indications sur la façon de tenir compte du risque de crédit lors de la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers d'une entité. L'abrégé précise que l'entité doit tenir compte de son propre risque de crédit et du risque de crédit des contreparties lors de la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, aux fins de la présentation et de la communication d'informations. Les conclusions du CPN ont pris effet à la date de la publication de l'abrégé et n'ont eu aucune incidence importante sur le bilan consolidé ni sur l'état des résultats, du résultat étendu et du déficit cumulé de la Société. Toutefois, la présentation d'informations à la juste valeur à la note 12 intègre ces nouvelles lignes directrices.

En juin 2009, le Conseil des normes comptables (le « **CNC** ») de l'ICCA a publié la mise à jour comptable n° 54, intitulée « Amélioration des informations fournies sur les instruments financiers (Modification du chapitre 3862 – Informations à fournir) », qui modifie certaines obligations d'information relatives à la présentation des instruments financiers par suite des modifications publiées par le Conseil des normes comptables internationales. La mise à jour est conforme avec la stratégie du CNC d'adopter les IFRS et de s'assurer que les obligations d'information actuelles relatives aux instruments financiers convergent dans la mesure du possible. Les nouvelles normes relatives aux informations à fournir sur la juste valeur exigent la présentation de la juste valeur selon une hiérarchie des justes valeurs et d'informations quantitatives plus détaillées à l'égard du risque d'illiquidité. Les obligations d'information modifiées sont en vigueur pour les états financiers annuels des exercices terminés après le 30 septembre 2009. Par conséquent, la Société a inclus les informations requises à la note 12 des présents états financiers.

Incidence des nouvelles normes comptables et des normes comptables à adopter en vertu des PCGR du Canada

En janvier 2009, le CNC a publié le chapitre 1582 du *Manuel*, intitulé « Regroupements d'entreprises » (le « **chapitre 1582** »), qui remplace le chapitre 1581 du *Manuel*, intitulé « Regroupements d'entreprises ». Le CNC a révisé les normes comptables concernant les regroupements d'entreprises afin d'harmoniser ces normes avec les IFRS. Les normes révisées exigent que l'entité acheteuse dans un regroupement d'entreprises constate la totalité des actifs acquis et des passifs pris en charge par suite de l'opération (et uniquement ceux-ci). Il définit aussi la juste valeur à la date de l'acquisition comme l'objectif d'évaluation de tous les actifs acquis et passifs pris en charge et il exige que l'entité acheteuse présente à ses investisseurs et autres utilisateurs toutes les informations dont ils ont besoin pour évaluer et comprendre la nature et les incidences financières du regroupement d'entreprises. Ces normes seront appliquées prospectivement aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition se situe après le début du premier exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2011. La Société a adopté cette norme par anticipation avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009 sans avoir procédé à des ajustements transitoires à ses états financiers consolidés en raison de cette adoption. Cependant, la Société a appliqué les dispositions de cette norme à un regroupement d'entreprises conclu au cours du quatrième trimestre de 2009 (se reporter à la note 18).

Également en janvier 2009, le CNC a publié le chapitre 1601 du *Manuel*, intitulé « États financiers consolidés » (le « **chapitre 1601** »), et le chapitre 1602 du *Manuel*, intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle » (le « **chapitre 1602** »), lesquels remplacent le chapitre 1600 du *Manuel*, intitulé « États financiers consolidés » (le « **chapitre 1600** »). Les chapitres 1601 et 1602 exigent que toutes les entités présentent les participations sans contrôle (minoritaires) en tant que capitaux propres dans les états financiers consolidés. Les normes éliminent la pluralité des méthodes qui existent actuellement pour la comptabilisation des opérations entre une entité et les détenteurs de participations sans contrôle en exigeant qu'elles soient traitées comme des opérations sur capitaux propres. Ces normes seront appliquées rétrospectivement pour les états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. La Société a adopté ces normes par anticipation avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009 sans avoir procédé à des ajustements transitoires à ses états financiers consolidés en raison de leur adoption.

3. BIENS PÉTROLIERS ET GAZIERS ET FRAIS DE DÉVELOPPEMENT

En juillet 2009, la Société a vendu son secteur d'exploitation aux États-Unis (se reporter à la note 19); par conséquent, l'information sectorielle a été révisée afin de tenir compte de cette vente. Les immobilisations classées par secteurs se détaillent comme suit :

Au 31 décembre 2009						
	Pétrole et gaz					
	Activités intégrées		Activités conventionnelles		Développement des affaires et des technologies	Total
	Canada	Équateur	Asie	Siège social		
Biens pétroliers et gaziers :						
Prouvés	- \$	- \$	148 110 \$	- \$	- \$	148 110 \$
Non prouvés	94 431	6 755	14 411	-	-	115 597
	94 431	6 755	162 521	-	-	263 707
Amortissement pour déplétion cumulé	-	-	(99 744)	-	-	(99 744)
Provision pour moins-value cumulée	-	-	(16 550)	-	-	(16 550)
	94 431	6 755	46 227	-	-	147 413
Frais de développement :						
Études de faisabilité et autres frais reportés						
Irak et Lybie – Technologie HTL ^{MC}	-	-	-	-	834	834
Égypte – Technologie GTL	-	-	-	-	5 054	5 054
Provision pour moins-value cumulée	-	-	-	-	(5 888)	(5 888)
Installation d’essai de la charge d’alimentation	-	-	-	-	10 868	10 868
Amortissement et dépréciation cumulés	-	-	-	-	(393)	(393)
	-	-	-	-	10 475	10 475
Mobilier et équipement	24	169	135	968	22	1 318
Amortissement cumulé	(8)	(53)	(92)	(650)	(11)	(814)
	16	116	43	318	11	504
	94 447 \$	6 871 \$	46 270 \$	318 \$	10 486 \$	158 392 \$

Au 31 décembre 2008						
Pétrole et gaz						
	Activités intégrées		Activités conventionnelles		Développement des affaires et des technologies	Total
	Canada	Équateur	Asie	Siège social		
Biens pétroliers et gaziers :						
Prouvés	- \$	- \$	141 089 \$	- \$	- \$	141 089 \$
Non prouvés	81 090	1 454	5 233	-	-	87 777
	81 090	1 454	146 322	-	-	228 866
Amortissement pour déplétion cumulé	-	-	(81 717)	-	-	(81 717)
Provision pour moins-value cumulée	-	-	(16 550)	-	-	(16 550)
	81 090	1 454	48 055	-	-	130 599
Frais de développement :						
Études de faisabilité et autres frais reportés						
Irak et Lybie – Technologie HTL ^{MC}	-	-	-	-	801	801
Égypte – Technologie GTL	-	-	-	-	5 054	5 054
Provision pour moins-value cumulée	-	-	-	-	(5 054)	(5 054)
Installation d’essai de la charge d’alimentation	-	-	-	-	8 770	8 770
Installation de démonstration commerciale	-	-	-	-	11 036	11 036
Amortissement et dépréciation cumulés	-	-	-	-	(7 713)	(7 713)
	-	-	-	-	12 894	12 894
Mobilier et équipement	20	90	120	13	406	649
Amortissement cumulé	(6)	-	(79)	(6)	(77)	(168)
	14	90	41	7	329	481
	81 104 \$	1 544 \$	48 096 \$	7 \$	13 223 \$	143 974 \$

Biens pétroliers et gaziers

Au 31 décembre 2009, des coûts de 115,6 M\$ (87,8 M\$ au 31 décembre 2008) liés aux biens pétroliers et gaziers non prouvés ont été exclus des coûts assujettis à l'amortissement pour déplétion et dépréciation. Dans ce calcul de l'amortissement pour déplétion, un montant de 3,3 M\$ (3,3 M\$ au 31 décembre 2008) lié aux frais futurs de mise en valeur des réserves prouvées non mises en valeur au 31 décembre 2009 a été inclus. Les biens pétroliers et gaziers situés au Canada, en Équateur et en Mongolie n'ont pas produit de pétrole ni de gaz et ont été exclus du calcul du plafonnement du coût entier, étant considérés comme des terrains non mis en valeur.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, des frais généraux et administratifs de 3,9 M\$ (1,6 M\$ en 2008 et 0,5 M\$ en 2007) directement liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers ainsi qu'à des activités d'exploration et de développement ont été capitalisés.

La Société a procédé au calcul du plafonnement du coût entier aux 31 décembre 2009, 2008 et 2007 afin d'évaluer la valeur de récupération de ses biens pétroliers et gaziers. Selon ce calcul, la valeur actualisée des produits futurs nets tirés des réserves prouvées et probables de la Société excède la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers de la Société pour 2009 et 2008, n'entraînant ainsi aucune moins-valeur pour ces exercices. Cependant, la Société a effectué le même calcul au 31 décembre 2007, et elle a alors constaté une moins-valeur de 6,1 M\$.

Les prix West Texas Intermediate utilisés aux fins du calcul des flux de trésorerie futurs prévus se fondent sur les prix de référence suivants ajustés pour tenir compte de la gravité, du transport et d'autres facteurs, tel qu'il est exigé par les ententes de vente :

	Aux 31 décembre		
	2009	2008	2007
	(par baril)	(par baril)	(par baril)
2008	s.o.	s.o.	92,00 \$
2009	s.o.	57,50 \$	88,00 \$
2010	80,00 \$	68,00 \$	84,00 \$
2011	83,00 \$	74,00 \$	82,00 \$
2012	86,00 \$	85,00 \$	82,00 \$
2013	89,00 \$	92,01 \$	82,00 \$
2014	92,00 \$	93,85 \$	82,00 \$
2015	93,84 \$	95,73 \$	82,00 \$
2016	95,72 \$	97,64 \$	82,02 \$
2017	97,64 \$	99,59 \$	83,66 \$
2018	99,59 \$	101,59 \$	2 % par année
2019	101,58 \$	2 % par année	2 % par année
Par la suite	2 % par année	2 % par année	2 % par année

Frais de développement

Études de faisabilité et autres frais reportés

La Société étudie la possibilité de monétiser des réserves de gaz délaissé en Égypte en convertissant le gaz naturel en liquide au moyen de la technologie GTL. Étant donné que la Société poursuit le projet depuis une longue période et qu'elle n'a pas obtenu une entente définitive ni de financement approprié pour le projet, elle a réduit la valeur comptable des coûts associés à la technologie GTL, au 31 décembre 2008. En 2008, la valeur comptable des frais de développement et des actifs incorporels liés à la technologie GTL qui s'élevaient à 5,1 M\$ et à 10,0 M\$, respectivement (se reporter à la note 4), a été réduite à néant et une réduction correspondante a été portée aux résultats d'exploitation. Toutefois, cette moins-valeur n'a pas d'incidence sur l'intention de la Société de poursuivre le projet.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a réduit la valeur comptable des frais reportés liés à la poursuite de ses projets liés à la technologie HTL^{MC} en Irak et en Lybie. Les diminutions de valeur (néant en 2008 et néant en 2007) étaient liées aux frais de développement de la technologie HTL^{MC}. Ces diminutions de valeur n'ont eu aucune incidence sur l'intention de la Société de poursuivre ces projets.

Installations liées à la technologie HTL^{MC}

Au cours du troisième trimestre de 2009, la Société a établi que l'achèvement et les améliorations subséquentes à son joyau technologique, l'installation d'essai de la charge d'alimentation à San Antonio, avait réduit à néant l'utilité commerciale de l'installation de démonstration commerciale. Par conséquent, le processus d'abandon a commencé et la Société a réduit la valeur comptable nette des coûts liés à l'installation de démonstration commerciale au 30 septembre 2009. La valeur comptable de

l'installation de démonstration commerciale, déduction faite de l'amortissement, laquelle s'établissait à 0,9 M\$, a été réduite à néant et une diminution correspondante a été enregistrée dans nos résultats d'exploitation. Se reporter également à la note 6 ci-après.

Comme il est décrit plus en détails ci-avant, au 31 décembre 2008, l'installation d'essai de charge d'alimentation entrainé en phase de mise en service et, conséquemment, n'a pas été amortie ni n'a subi de perte de valeur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. L'installation d'essai de charge d'alimentation a été mise en service au cours du premier trimestre de 2009.

4. ACTIFS INCORPORELS – TECHNOLOGIE

Les actifs incorporels de la Société se détaillent comme suit :

Technologie HTL^{MC}

En 2005, dans le cadre de la fusion avec Ensyn Group, Inc. (« **Ensyn** »), la Société a acquis une licence exclusive et irrévocable au niveau international pour l'utilisation du procédé RTP^{MC} pour les applications pétrolières ainsi que le droit exclusif d'utilisation du procédé RTP^{MC} dans toutes les applications autres que celles liées à la biomasse. Aux 31 décembre 2009 et 2008, la valeur comptable de la technologie HTL^{MC} de la Société était de 92,2 M\$. Depuis l'acquisition de cette technologie par la Société, cette dernière a continué d'étendre la portée de son brevet de façon à protéger les innovations qu'elle a apportées à la technologie HTL^{MC} au fur et à mesure qu'elles sont développées et d'élargir considérablement son portefeuille de propriété intellectuelle propre à la technologie HTL^{MC}. La Société est le titulaire de trois brevets et est actuellement en attente d'une réponse pour cinq demandes de brevet aux États-Unis. La Société a également de multiples brevets en instance dans plusieurs autres pays. Cet actif incorporel n'a pas été amorti et sa valeur comptable n'a pas subi de moins-value pour les exercices terminés les 31 décembre 2009, 2008 et 2007.

Licence maîtresse pour la technologie GTL de Syntroleum

La Société possède une licence maîtresse accordée par Syntroleum et permettant à la Société d'utiliser le procédé GTL, marque déposée par Syntroleum, dans un nombre illimité de projets partout dans le monde. La licence maîtresse de la Société arrive à échéance à la dernière des deux dates suivantes à survenir : soit en avril 2015 ou cinq ans à partir de la date d'entrée en vigueur de la dernière licence de site émise par Syntroleum à la Société. Les deux sociétés sont en droit de poursuivre des projets liés à la technologie GTL de façon indépendante, mais si la Société voulait entreprendre un tel projet, elle devrait payer les frais et les redevances relatifs à la licence qui sont normalement exigés. Aux 31 décembre 2009 et 2008, la valeur comptable de la licence maîtresse de la Société pour la technologie GTL de Syntroleum était de néant.

Le recouvrement des coûts capitalisés liés aux projets potentiels de technologies HTL^{MC} et GTL dépend de la conclusion d'ententes définitives relativement à ces projets ainsi que du succès de ces divers projets. Tel qu'il est décrit à la note 3 des présents états financiers, le solde des actifs incorporels liés à la technologie GTL qui est de 10 M\$ avait subi une moins-value et a été imputé aux résultats d'exploitation, et une réduction correspondante a été portée aux actifs incorporels liés à la technologie GTL en 2008.

5. DETTE À LONG TERME

Les effets à payer comprennent les éléments suivants aux :

	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Billet de banque à taux variable (4,00 % au 31 décembre 2009), remboursé en entier en décembre 2009	- \$	7 000 \$
Billet ne portant pas intérêt, paiement final versé en février 2009	-	416
Billet convertible (4,25 % au 31 décembre 2009), échéant en juillet 2011	38 005	32 787
	<u>38 005</u>	<u>40 203</u>
Moins :		
Escompte non amorti	(1 071)	(4)
Frais de financement reportés non amortis	-	(1 932)
Tranche à court terme	-	(412)
	<u>(1 071)</u>	<u>(2 348)</u>
	<u>36 934 \$</u>	<u>37 855 \$</u>

Emprunt bancaire

En septembre 2007, la Société a obtenu une facilité de crédit renouvelable de 30 M\$ avec un emprunt initial de base de 10 M\$. La facilité est renouvelable et est assortie d'une échéance de trois ans et les intérêts doivent être payés sur la durée de la facilité seulement. En décembre 2009, la tranche restante du solde de 7,0 M\$ a été remboursée avant la date d'échéance et, par conséquent, en date du 31 décembre 2009, tous les biens affectés en garantie étaient en voie d'être remis à la Société.

Billet

Dans le cadre de l'acquisition qui a eu lieu en juillet 2008 et qui est décrite à la note 18, la Société a émis à Talisman Energy Canada (« **Talisman** ») un billet (le « **billet de 2008** ») d'un montant en capital de 12,5 M\$ CA, portant intérêt à un taux annuel égal au taux préférentiel majoré de 2 %, calculé quotidiennement et non composé. Le billet de 2008 est venu à échéance et le capital et les intérêts ont été payés le 31 décembre 2008.

Billet convertible

Également dans le cadre de l'acquisition qui a eu lieu en juillet 2008 et qui est décrite à la note 18, la Société a émis à Talisman un billet convertible (le « **billet convertible** ») d'un montant en capital de 40,0 M\$ CA, portant intérêt à un taux annuel égal au taux préférentiel majoré de 2 %, calculé quotidiennement, non composé et payable semestriellement, et échéant en juillet 2011. Ce billet est convertible (en fonction du montant en capital impayé) au gré de Talisman, en un nombre maximal de 12 779 552 actions ordinaires de la Société au prix de 3,13 \$ CA l'action ordinaire. Au 31 décembre 2009, ce billet n'était pas converti.

Le billet convertible est évalué en fonction de la substance de l'entente contractuelle afin de déterminer s'il présente les caractéristiques fondamentales d'un passif financier ou de capitaux propres. La direction est venue à la conclusion que cet instrument de créance présente principalement les caractéristiques d'un passif. Toutefois, l'option de conversion incorporée présente les caractéristiques de capitaux propres et doit donc être isolée et présentée séparément dans les capitaux propres. La direction a appliqué la méthode de la valeur résiduelle. Elle a d'abord évalué la composante passif et a ensuite attribué la valeur résiduelle à la composante capitaux propres. La direction a déterminé la juste valeur de la composante passif en actualisant les paiements en capital et en intérêts prévus en fonction d'un taux d'intérêt de 8,75 %, soit l'estimation des paiements d'intérêts prévus par la Société pour un instrument semblable sans option de conversion. La composante passif a été évaluée à 37,9 M\$ CA, et le solde restant de 2,1 M\$ CA a été attribué à la composante capitaux propres. La composante passif sera désactualisée sur la durée de trois ans selon la méthode du taux d'intérêt effectif afin de ramener le passif à 40,0 M\$ CA.

Les obligations de la Société aux termes du billet convertible et du paiement conditionnel (se reporter à la note 18) sont garanties par une charge fixe de premier rang et par une sûreté réelle en faveur de Talisman sur les concessions acquises de Talisman et sur les actifs connexes obtenus par la Société aux termes de l'acquisition de concession de Talisman. De plus, la sûreté réelle de Talisman ne s'étend pas à l'actif des filiales d'Ivanhoe Energy.

Au 31 décembre 2008, les échéances prévues de la dette à long terme de la Société, excluant l'escompte non amorti et les frais de financement reportés non amortis, se détaillent comme suit :

2010	- \$
2011	38 005
	<u>38 005 \$</u>

Les intérêts débiteurs inclus au titre des intérêts débiteurs et des frais de financement à l'état des résultats étaient de 0,8 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (1,2 M\$ en 2008 et 0,6 M\$ en 2007). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, un montant de 2,2 M\$ (1,7 M\$ en 2008 et néant en 2007) en intérêts a été capitalisé au titre des biens pétroliers et gaziers et des frais de développement dans le bilan.

6. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

La Société comptabilise les coûts requis pour l'abandon de l'installation de démonstration commerciale et de l'installation d'essai de charge d'alimentation. Le montant non actualisé des flux de trésorerie futurs prévus qui est requis aux fins du règlement des obligations liées à la mise hors service de ces immobilisations de la Société au 31 décembre 2009 a été estimé à 0,9 M\$. Ces paiements doivent être effectués au cours des 20 prochaines années et la majorité seront effectués d'ici un an. Pour calculer la valeur actualisée de ces obligations, la Société a utilisé un taux d'inflation de 1 % et de 3 % et les flux de trésorerie futurs prévus ont été actualisés au moyen d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de 5,3 % et de 5,5 %, respectivement, pour les exercices présentés ci-après. Comme le décrit la note 3 ci-avant, le processus d'abandon de l'installation de démonstration

commerciale a débuté au troisième trimestre de 2009. La direction a jugé que le redéploiement d'employés de la Société provenant de ses activités abandonnées constituerait une manière plus rentable de procéder au démantèlement que le recours à des fournisseurs de services externes. Par conséquent, les flux de trésorerie futurs estimatifs nécessaires à l'abandon de cet actif ont été ajustés. Le tableau suivant présente le rapprochement entre la valeur comptable globale d'ouverture et de clôture de l'obligation liée à la mise hors service de l'installation de démonstration commerciale et de l'installation d'essai de charge d'alimentation pour la période de deux ans terminée le 31 décembre 2009 :

	Au 31 décembre 2009	Au 31 décembre 2008
Solde comptable au début	1 928 \$	739 \$
Passif engagé	185	-
Passif réglé	(118)	-
Charge de désactualisation	79	76
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	(1 126)	1 113
Solde comptable à la fin	948	1 928
Moins : tranche à court terme	753	-
Solde comptable à la fin	195 \$	1 928 \$

7. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Engagement relatif à l'exploration du bloc Zitong

Au 31 décembre 2005, la Société détenait une participation directe exclusive dans un contrat de partage de la production d'une durée de trente ans avec la China National Petroleum Corporation (« **CNPC** ») relativement à un secteur visé par contrat connu sous le nom du bloc Zitong et situé dans la région nord-ouest du bassin du Sichuan. En janvier 2006, la Société a cédé 10 % de sa participation directe dans le bloc Zitong à Mitsubishi Gas Chemical Company Inc. of Japan (« **Mitsubishi** ») en contrepartie d'un montant de 4,0 M\$.

En vertu de ce contrat de partage de la production, la Société devait procéder à un programme d'exploration minimale au cours de la première période de trois ans terminée le 1^{er} décembre 2005 (« **phase I** »). La Société a terminé la phase I, à l'exception d'un forage d'environ 700 pieds. En décembre 2007, la Société et Mitsubishi (les « **associés de Zitong** ») ont pris la décision d'entreprendre la phase suivante d'exploration d'une durée de trois ans (« **phase II** »). L'insuffisance de forage à la phase I sera reportée à la phase II.

Dans le cadre de la phase II, les associés de Zitong doivent abandonner 30 %, avec une précision de plus ou moins 5 %, de la superficie du bloc Zitong et mener à terme un programme de travail minimal incluant l'acquisition d'environ 200 milles de nouveaux profils sismiques et le forage d'environ 23 700 pieds (en tenant compte de l'insuffisance de la phase I). Le montant brut du total des dépenses minimales estimatives restantes pour ce programme est de 23,1 M\$. Les associés de Zitong ont abandonné 25 % du bloc pour répondre à l'exigence liée à l'abandon de la phase I. L'engagement de la phase II relatif à l'acquisition de profils sismiques a été respecté durant le programme d'exploration de la phase I. Le forage à deux emplacements, qui devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2010, devrait être terminé à la fin 2010, tout comme l'achèvement et l'évaluation de ces projets. Les associés de Zitong doivent réaliser le programme de travail minimal avant la fin de la phase II, soit le 31 décembre 2010. Dans le cas contraire, ils seront contraints de verser à CNPC l'équivalent monétaire du retard dans le programme de travail pour cette phase d'exploration. L'équivalent au comptant de l'insuffisance du programme de forage s'entend du coût unitaire moyen réel du dernier puits foré multiplié par le manque en pieds forés. En fonction de nos coûts de forage historiques, nous avons estimé cette insuffisance à 12,5 M\$ au 31 décembre 2009. Après la phase II, les associés de Zitong devront abandonner tous les biens restants à l'exception de toutes superficies identifiées aux fins de la mise en valeur et de la production future.

Engagement relatif à l'exploration du bloc Nyalga

La période d'exploration pour le bloc XVI de Nyalga en Mongolie s'étend sur cinq ans et comprend trois phases de deux ans, un an et deux ans, respectivement, et est assortie d'une option de prolongement de deux ans suivant la première ou la deuxième phase. Les obligations de travail minimales s'élèvent à 2,7 M\$ pour la première phase (la majorité de ces obligations devant être remplies au cours de la deuxième année de la phase), à 1,0 M\$ pour la deuxième phase et à 2,5 M\$ pour la troisième phase (la majorité de ces obligations devant être remplies au cours de la deuxième année de la phase). Si, au cours d'une année, les obligations minimales sont dépassées, la tranche excédante peut être portée en réduction des obligations minimales de l'année suivant la phase. Au cours du programme sismique initial, une partie du bloc représentant environ 16 % de sa superficie totale a été déclarée site historique par le gouvernement de la Mongolie et les activités d'exploitation sur cette partie du bloc, la zone de Delgerkhaan, ont été suspendues. La Société a reçu en mai 2008 une lettre de la *Mineral Resources and Petroleum Authority* de la Mongolie (la « **MPRAM** ») déclarant que les obligations liées à la première année de la première phase seraient prolongées d'un an à partir de la date à laquelle la Société

aurait accès à la zone où les activités avaient été suspendues. À ce jour, la Société n'a pas eu accès à cette zone, et des discussions sont toujours en cours avec la MRPAM afin de savoir non seulement s'il est possible d'y avoir accès, mais également quelle sera la date de clôture exacte de la première phase. La direction est d'avis que la date de clôture de la première phase sera en avril 2010 et, en décembre 2009, elle avait dépassé les obligations minimales de la première phase. L'obligation de travail minimale s'élevait à 3,4 M\$ au 31 décembre 2009.

Obligation à long terme

En 2005, dans le cadre de la fusion avec Ensyn Group, Inc., la Société a pris en charge l'obligation de payer 1,9 M\$ au moment où la vente d'unités intégrant la technologie HTL^{MC} pour les applications pétrolières atteindra un total de 100,0 M\$, le cas échéant. Cette obligation a été comptabilisée au bilan consolidé de la Société.

Impôts sur les bénéfices

Les déclarations de revenus de la Société sont assujetties à une vérification par les autorités fiscales, ce qui peut engendrer le paiement d'impôts sur les bénéfices et une diminution des pertes d'exploitation nettes disponibles à titre de pertes fiscales reportées dans les diverses juridictions dans lesquelles la Société a des activités. Bien que la Société estime que ses déclarations de revenus ne contiennent pas de positions fiscales incertaines, à l'exception de ce qui suit, le résultat des vérifications potentielles ou l'incidence des modifications de la législation fiscale ne peuvent être prévus avec certitude en ce moment.

La déclaration de revenus de la Société contient une position fiscale incertaine en Chine à l'égard du moment à partir duquel la Société pouvait utiliser les déductions fiscales liées aux frais de développement. En mars 2007, la Société a reçu un avis préliminaire de la part des autorités fiscales chinoises au sujet du changement potentiel d'un règlement en vertu duquel les frais de développement sont déduits du revenu imposable avec prise d'effet pour l'exercice annuel 2006. La Société a discuté de cette question avec les autorités fiscales chinoises et a ensuite produit sa déclaration de revenus pour l'exercice 2006 de la filiale en propriété exclusive de Sunwing, Pan-China Resources Ltd. (« **Pan-China** »), adoptant une nouvelle position fiscale en vertu de laquelle les frais de développement sont capitalisés et amortis selon la méthode linéaire sur une durée de six ans à compter de l'exercice au cours duquel ils sont engagés plutôt que déduits en totalité au cours de l'exercice où ils sont engagés. Ce changement a donné lieu à une réduction de 50,3 M\$ des pertes fiscales reportées en avant en 2007 et à une augmentation correspondante de l'assiette fiscale des frais de développement pouvant être déduits du bénéfice chinois futur. La Société n'a reçu aucun avis officiel de modification de ce règlement. Toutefois, elle continuera d'appliquer cette nouvelle approche à ses déclarations de revenus. Si le moment à partir duquel les frais de développement peuvent être déduits était interprété d'une autre façon, il pourrait en résulter une augmentation de 1,2 M\$ au titre de la charge d'impôts exigibles.

La déclaration de revenus de la Société contient une position fiscale incertaine à l'égard du calcul d'un gain sur la contrepartie reçue dans le cadre de deux opérations d'impartition (en janvier 2004, la Société a signé des conventions d'impartition et d'exploitation conjointe avec Richfirst Holdings Limited visant l'acquisition d'une participation directe de 40 % dans le champ Dagang en contrepartie d'un paiement de 20,0 M\$ ainsi qu'une convention d'impartition avec Mitsubishi en janvier 2006 – se reporter à la section « Engagement relatif à l'exploration du bloc Zitong » de la présente note 7) et de l'assujettissement éventuel des gains imposables à une retenue d'impôt à la source de 10 % en vertu des lois fiscales chinoises concernant le revenu provenant d'une entité étrangère. La Société attend que les autorités fiscales chinoises répondent par écrit à sa demande de validation de son traitement actuel de ces positions fiscales. Si le calcul d'un gain était interprété d'une autre façon et que les montants étaient assujettis à une retenue d'impôt à la source, il en résulterait une charge d'impôts exigibles additionnelle d'environ 0,7 M\$.

Aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers relativement aux positions fiscales incertaines susmentionnées, car la direction de la Société a déterminé que les probabilités d'une issue défavorable sont faibles.

Autres engagements

À l'occasion, la Société conclut des accords de consultation en vertu desquels des frais de conclusion de transaction pourraient devoir être payés dans le cas où une entente définitive était signée ou si certains autres jalons stipulés dans le contrat étaient atteints. En vertu des ententes, le conseiller pourrait recevoir un montant en espèces, des actions de la Société, des options sur actions ou une combinaison de ces éléments. Ces frais ne sont pas considérés comme importants par rapport aux coûts en capital d'ensemble et aux exigences de financement de chaque projet.

Se reporter à la note 18 pour de l'information sur les engagements liés à l'acquisition de biens en Alberta.

La Société peut accorder aux contreparties, dans le cours normal des activités, des indemnisations d'usage à l'égard de certaines opérations commerciales telles que des conventions d'achat et de vente. Les conditions de ces indemnisations varient en fonction du contrat, dont la nature empêche la Société d'effectuer une estimation raisonnable des montants éventuels maximaux qu'elle pourrait être tenue de payer. La direction de la Société est d'avis que tout règlement découlant des questions litigieuses ou des indemnisations potentielles n'aurait pas d'incidence importante sur la situation financière de la Société.

Engagements de location

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a déboursé 1,2 M\$ (1,2 M\$ en 2008 et 1,1 M\$ en 2007) en contrats de location-exploitation liés à la location d'espaces de bureaux et qui arrivent à échéance entre juillet 2010 et septembre 2013. Ces contrats comportent souvent une option de renouvellement et exigent que la Société paie les services publics, les taxes, les frais d'assurance et les frais d'entretien.

Au 31 décembre 2009, les paiements minimaux futurs nets pour les contrats de location-exploitation (excluant les baux d'exploration pétroliers et gaziers et les autres baux d'exploration minière) se détaillaient comme suit :

2010	1 448 \$
2011	1 109
2012	438
2013	126
Par la suite	-
	3 121 \$

8. CAPITAL-ACTIONS ET BONS DE SOUSCRIPTION

Le capital autorisé de la Société est constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées sans valeur nominale.

Placements de bons de souscription spéciaux

Un bon de souscription spécial représente un titre vendu en contrepartie d'espèces et qui peut être exercé afin d'acquérir, sans frais supplémentaires, une action ordinaire ou, dans certaines circonstances, une action ordinaire et un bon de souscription.

En juillet 2008, la Société a conclu un placement privé de 88,0 M\$ CA constitué de 29 334 000 bons de souscription spéciaux au prix de 3,00 \$ CA le bon de souscription spécial (le « **placement** »). L'exercice de chaque bon de souscription spécial donnait le droit à son détenteur d'acquérir une action ordinaire de la Société. En août 2008, tous les bons de souscription spéciaux ont été exercés pour acquérir 29 334 000 actions ordinaires. Le produit net du placement de bons de souscription spéciaux s'est élevé à environ 83,4 M\$ CA, déduction faite de la commission des placeurs pour compte de 4,0 M\$ CA et des dépenses liées au placement de 0,6 M\$ CA. La Société a utilisé 22,5 M\$ CA du produit net du placement afin de payer la composante en espèces de l'acquisition de la concession de Talisman décrite à la note 18.

Billets convertibles

Tel qu'il est décrit à la note 5, dans le cadre de l'acquisition qui a eu lieu en juillet 2008, la Société a émis à Talisman un billet convertible d'un montant en capital de 40,0 M\$ CA, portant intérêt à un taux annuel égal au taux préférentiel majoré de 2 %, calculé quotidiennement, non composé et payable semestriellement, échéant en juillet 2011 et convertible (en fonction du montant en capital impayé) au gré de Talisman, en un nombre maximal de 12 779 552 actions ordinaires de la Société au prix de 3,13 \$ CA l'action ordinaire. La direction a comptabilisé ce billet convertible en attribuant une tranche de 2,1 M\$ CA de sa valeur aux capitaux propres, tel qu'il est également décrit à la note 5.

En avril 2008, la Société a contracté un emprunt auprès d'une société de financement tierce, d'un montant de 5,0 M\$ CA, portant intérêt au taux annuel de 8 %. Le capital et les intérêts courus et à payer venaient à échéance et étaient remboursables en août 2008. En août 2008, le prêteur a exercé son option de conversion du total du solde en cours en actions ordinaires de la Société au prix de conversion de 2,24 \$ CA l'action.

Bons de souscription

Le tableau suivant présente les variations des bons de souscription et des actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 :

	Bons de souscription	Actions ordinaires pouvant être émises
	(en milliers)	
Solde au 31 décembre 2006	29 696	29 696
Bons de souscription exercés	(2 000)	(2 000)
Bons de souscription échus	(1 200)	(1 200)
Solde au 31 décembre 2007	26 496	26 496
Bons de souscription échus	(15 096)	(15 096)
Placements privés	29 334	29 334
Bons de souscription exercés	(29 334)	(29 334)
Solde au 31 décembre 2008	11 400	11 400
Échangés dans le cadre de l'acquisition	735	735
Solde au 31 décembre 2009	12 135	12 135

En 2009, 0,7 millions de bons de souscription ont été émis en contrepartie de bons de souscription en cours d'une société acquise par la Société. Se reporter à la note 18 pour plus de détails.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, aucun bon de souscription n'a été exercé. En 2008, 29,3 millions de bons de souscription ont été exercés pour l'acquisition d'actions ordinaires (se reporter à la section « Placements de bons de souscription spéciaux ») et en 2007, 2,0 millions de bons de souscription ont été exercés à un prix d'exercice moyen de 2,00 \$ US l'action pour un total de 4,0 M\$.

Aucun bon de souscription n'est arrivé à expiration au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (15,1 millions pour une valeur comptable de 4,3 M\$ en 2008 et 1,2 million pour une valeur comptable de 0,6 M\$ en 2007). La valeur comptable, qui était classée au titre des bons de souscription, a été reclassée au surplus d'apport à la date d'expiration.

Au 31 décembre 2009, les bons de souscription suivants pouvaient être exercés pour acquérir des actions ordinaires de la Société jusqu'à leur date d'expiration aux prix par action indiqués ci-dessous :

Année d'émission	Prix par bon de souscription spécial	Bons de souscription					Prix d'exercice par action	Montant en espèces de l'exercice (en milliers de dollars américains)
		Émis	Pouvant être exercés	Actions ordinaires pouvant être émises	Valeur	Échéance		
		(en milliers de dollars américains)						
2006	U.S. 2,23 \$	11 400	11 400	11 400	18 805	mai 2011	2,93 \$ CA ¹	31 736
2009	S.O.	735	735	735	622	février 2011	4,05 \$ CA	2 828
		12 135	12 135	12 135	19 427 \$			34 564 \$

1. Chaque bon de souscription donnait initialement le droit au détenteur d'acquérir une action ordinaire à un prix de 2,63 \$ l'action jusqu'au cinquième anniversaire de la clôture. En septembre 2006, ces bons de souscription ont été inscrits à la cote de la Bourse de Toronto et leur prix d'exercice est passé à 2,93 \$ CA.

Le prix d'exercice moyen pondéré des bons de souscription pouvant être exercés au 31 décembre 2009 était de 2,85 \$ US l'action.

La Société a calculé une valeur de 0,6 M\$ et de 18,8 M\$ pour l'émission des bons de souscription en 2009 et en 2006. Cette valeur a été déterminée conformément au modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes au moyen d'un taux d'intérêt sans risque moyen pondéré de 0,6 % et de 4,4 %, d'un taux de rendement de l'action de 0,0 %, d'un taux de volatilité moyen pondéré de 104,9 % et de 75,3 % et d'une durée prévue de 1 an et de 5 ans.

9. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

La Société offre un régime d'actionnariat à l'intention des employés et des administrateurs en vertu duquel elle peut accorder des options sur actions à des administrateurs et à des employés admissibles qui permettent l'achat d'actions ordinaires, émettre des actions ordinaires à des administrateurs et à des employés admissibles dans le cadre de l'octroi de primes et émettre des actions dans le cadre d'un régime d'achat d'actions à l'intention des employés admissibles. Le nombre total d'actions ordinaires qui peuvent être émises en vertu de ce régime ne peut excéder 29,3 millions.

Les options sur actions sont émises à un prix qui n'est jamais inférieur à la juste valeur de marché à la date de l'attribution et sont conditionnelles à une relation d'emploi continue. Les périodes d'expiration et d'acquisition sont fixées à la discrétion du conseil d'administration. Les droits sur les options sur actions attribuées avant le 1^{er} mars 1999 deviennent acquis sur une période de deux ans et arrivent à échéance dix ans après la date de l'émission. Les droits sur les options sur actions attribuées après le 1^{er} mars 1999 deviennent généralement acquis sur une période de trois à quatre ans et arrivent à échéance cinq à dix ans après la date de l'émission. En outre, en 2007, la Société a accordé des primes sous forme d'options sur actions dont l'acquisition est conditionnelle à l'atteinte de divers objectifs au niveau des départements et de l'ensemble de l'entreprise.

La juste valeur de chaque prime sous forme d'options sur actions est estimée à la date d'attribution au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. Les options qui sont conditionnelles à une relation d'emploi continue sont amorties à l'aide de la méthode d'attribution linéaire et les options qui comportent des conditions liées au rendement sont amorties sur la durée de service. Les deux types d'options font l'objet des hypothèses moyennes pondérées suivantes pour les exercices présentés :

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Durée de vie prévue (en années)	4,6	4,0	3,7
Volatilité	81,1 %	63,5 %	73,5 %
Rendement prévu de l'action	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Taux sans risque	2,6 %	3,1 %	4,1 %

La durée de vie prévue des options de la Société représente la période durant laquelle la Société s'attend à ce que les options sur actions soient en circulation et cette durée a été déterminée selon les données historiques pour des attributions semblables telles que les durées contractuelles des attributions à base d'actions, les dates d'acquisition des droits prévues et les attentes concernant la réaction future des employés face aux modifications des conditions des attributions à base d'actions. La juste valeur des paiements à base d'actions a été évaluée au moyen du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes selon un facteur de volatilité prévue basé sur les prix historiques des actions de la Société. Le modèle d'évaluation des options de Black et Scholes requiert un seul intrant au poste du taux de rendement de l'action prévu. La Société n'a pas versé de dividendes et ne prévoit pas en verser dans un avenir à court terme. Le taux d'intérêt sans risque de la Société utilisé dans le modèle de Black et Scholes est basé sur le taux d'intérêt implicite courant sur les obligations du gouvernement du Canada à coupon zéro ayant une durée résiduelle égale à la durée prévue des options. Pour l'estimation des extinctions, la Société tient compte du comportement historique des employés ainsi que des attentes concernant la diminution de la main-d'œuvre. Le taux estimatif d'extinction au 31 décembre 2009 était de 26,4 % (25,9 % au 31 décembre 2008 et 23,1 % au 31 décembre 2007). La Société constate une charge de rémunération seulement pour les options dont elle croit que les droits deviendront acquis.

La juste valeur moyenne pondérée des options sur actions attribuées au cours de 2009 et calculée à la date d'attribution était de 1,62 \$ CA (0,90 \$ CA en 2008 et 1,09 \$ CA en 2007).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les attributions de primes en actions et les émissions d'actions en échange de services s'établissaient comme suit :

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Frais généraux et administratifs			
Attributions d'options	3 484 \$	2 241 \$	1 786 \$
Attributions de primes en actions	-	207	340
Émissions d'actions en échange de services	207	-	-
	<u>3 691</u>	<u>2 448</u>	<u>2 126</u>
Frais de développement des affaires et des technologies			
Attributions d'options	158	432	774
Attributions de primes en actions	-	136	251
	<u>158</u>	<u>568</u>	<u>1 025</u>
Activités abandonnées			
Attributions d'options	17	391	376
Attributions de primes en actions	-	147	202
	<u>17</u>	<u>538</u>	<u>578</u>
	<u>3 866 \$</u>	<u>3 554 \$</u>	<u>3 729 \$</u>

En plus, un montant de néant relatif à la rémunération à base d'actions liée à l'attribution d'options de la Société a été capitalisé au titre des biens pétroliers et gaziers et frais de développement dans le bilan au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (0,2 M\$ en 2008 et néant en 2007).

Le tableau suivant présente les variations des options sur actions en circulation de la Société :

	31 décembre 2009		31 décembre 2008		31 décembre 2007	
	Nombre d'options sur actions	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options sur actions	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options sur actions	Prix d'exercice moyen pondéré
	(en milliers)	(en dollars canadiens)	(en milliers)	(en dollars canadiens)	(en milliers)	(en dollars canadiens)
En cours au début de l'exercice	11 913	2,32 \$	12 945	2,37 \$	12 370	2,34 \$
Attribuées	4 188	2,17 \$	3 832	1,79 \$	3 843	1,05 \$
Exercées	(413)	2,46 \$	(3 067)	0,90 \$	(1 477)	0,62 \$
Échues	(114)	2,44 \$	(580)	5,78 \$	(1 017)	3,12 \$
Éteintes	(561)	2,41 \$	(1 217)	3,05 \$	(774)	2,69 \$
En cours à la fin de l'exercice	<u>15 013</u>	<u>2,27 \$</u>	<u>11 913</u>	<u>2,32 \$</u>	<u>12 945</u>	<u>2,37 \$</u>
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	<u>7 101</u>	<u>2,48 \$</u>	<u>5 062</u>	<u>2,61 \$</u>	<u>6 932</u>	<u>2,24 \$</u>

La valeur intrinsèque de la totalité des options en cours et des options pouvant être exercées au 31 décembre 2009 s'établissait à 10,8 M\$ et à 3,4 M\$. La valeur intrinsèque totale des options exercées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 était de 3,0 M\$ (5,4 M\$ en 2008 et 2,1 M\$ en 2007) et le montant en espèces reçu à l'exercice des options au cours de l'exercice terminé au 31 décembre 2009 était de 0,9 M\$ (1,2 M\$ en 2008 et 0,4 M\$ en 2007).

Le tableau suivant présente des informations concernant les options sur actions en cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2009 :

	Options sur actions en cours			Options sur actions pouvant être exercées		
	Nombre d'options en cours	Durée contractuelle moyenne pondérée restante	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options pouvant être exercées	Durée contractuelle moyenne pondérée restante	Prix d'exercice moyen pondéré
Fourchette des prix d'exercice (en dollars canadiens)	(en milliers)	(en années)	(en dollars canadiens)	(en milliers)	(en années)	(en dollars canadiens)
De 1,52 \$ à 2,25 \$	9 652	3,8	1,93 \$	2 612	3,3	1,85 \$
De 2,29 \$ à 3,44 \$	5 089	2,3	2,85 \$	3 906	1,1	2,89 \$
De 3,53 \$ à 3,62 \$	<u>272</u>	<u>1,9</u>	<u>3,56 \$</u>	<u>235</u>	<u>0,8</u>	<u>3,56 \$</u>
De 1,52 \$ à 3,62 \$	<u>15 013</u>	<u>3,1</u>	<u>2,27 \$</u>	<u>6 753</u>	<u>2,0</u>	<u>2,51 \$</u>

Le tableau suivant présente le sommaire des options de la Société dont les droits n'étaient pas acquis au 31 décembre 2009 et les variations qui ont eu lieu durant l'exercice terminé à cette date :

	Nombre d'options sur actions	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
	(en milliers)	(en dollars canadiens)
En cours au 31 décembre 2008	6 851	0,98 \$
Attribuées	4 188	1,62 \$
Acquises	(2 814)	0,46 \$
Annulées/éteintes	<u>(313)</u>	<u>0,02 \$</u>
En cours au 31 décembre 2009	<u>7 912</u>	<u>1,21 \$</u>

Options dont les droits ne sont pas acquis en cours au 31 décembre 2009, par type :

Acquisition des droits liée à des conditions de service	6 926
Acquisition des droits liée à des conditions de rendement	<u>986</u>
	<u>7 912</u>

Au 31 décembre 2009, le montant total de la charge de rémunération non constatée liée à des accords de rémunération à base d'actions attribués par la Société et dont les droits n'étaient pas acquis était de 3,1 M\$. Cette charge devrait être constatée sur une période moyenne pondérée de 1,6 an. La juste valeur totale des options dont les droits ont été acquis au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 était de 2,2 M\$ (3,0 M\$ en 2008 et 2,9 M\$ en 2007).

10. RÉGIME DE RETRAITE

En 2001, la Société a adopté un régime de retraite (ou d'épargne) à cotisations déterminées (le « régime 401(k) ») dans le but d'aider les employés des États-Unis à économiser pour leur retraite ou pour d'autres besoins financiers futurs. Les cotisations des employés (jusqu'au maximum permis par la législation fiscale américaine) ont été égalées en totalité par la Société en 2009. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la participation de la Société au régime 401(k) en tant qu'employeur a été de 0,4 M\$ (0,5 M\$ en 2008 et 0,5 M\$ en 2007).

11. INFORMATIONS SECTORIELLES

La Société comprend quatre secteurs d'exploitation isolables : les activités pétrolières et gazières intégrées, les activités pétrolières et gazières conventionnelles, le développement des affaires et des technologies ainsi que le siège social. En juillet 2009, la Société a vendu son secteur d'exploitation américain (se reporter à la note 19); par conséquent, l'information sectorielle a été révisée afin de tenir compte de cette vente.

Pétrole et gaz

Activités intégrées

Les projets de ce secteur comporteront deux volets principaux. Le premier volet sera composé des activités d'exploration et de production conventionnelles ainsi que des techniques de récupération améliorée du pétrole, telles que le procédé de drainage par gravité facilité par l'injection de vapeur. Le deuxième volet sera composé de l'utilisation de la technologie HTL^{MC} pour valoriser le pétrole lourd dans les installations situées dans le champ afin de produire un pétrole brut plus léger et de plus grande valeur. Deux projets de la Société sont actuellement présentés dans ce secteur, soit un projet en Alberta (se reporter à la note 18) et un projet en Équateur (se reporter à la note 18), tous deux liés au pétrole lourd. Le secteur des activités intégrées a été établi en 2008. Par conséquent, il n'y a pas de chiffres comparatifs pour l'exercice 2007.

Activités conventionnelles

L'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole brut et de gaz naturel en Chine et un bloc d'exploration récemment acquis en Mongolie constituent les activités de la Société. En Chine, les activités de mise en valeur et de production de la Société sont effectuées au champ de pétrole Dagang situé dans la province de Hebei, et les activités d'exploration, au bloc Zitong situé dans la province du Sichuan. En Mongolie, des activités d'exploration sont en cours au block XVI du bassin de Nyalga. Avant juillet 2009 (se reporter à la note 18), la Société menait aux États-Unis des activités d'exploration, de mise en valeur et de production, essentiellement en Californie et au Texas.

Développement des affaires et des technologies

La Société engage des frais divers dans la poursuite des projets partout dans le monde. De tels frais engagés avant la signature d'un protocole d'entente ou d'ententes semblables sont considérés comme des frais de développement des affaires et des technologies et sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. À l'établissement d'un protocole d'entente déterminant la faisabilité commerciale et technique d'un projet, incluant des études de commercialisation pour les produits des projets, la Société évalue si la faisabilité et les coûts connexes engagés ont une valeur future potentielle, si ces coûts sont susceptibles de mener à une entente définitive pour l'exploitation des réserves prouvées et s'ils devraient être capitalisés.

De plus, la Société engage des frais afin de définir et d'élaborer des améliorations à apporter aux applications des technologies qu'elle possède ou qu'elle commercialise. Le coût du matériel et des installations acquis, ou les frais de construction liés à ces actifs, sont capitalisés au titre des frais de développement et sont amortis sur la durée de vie économique prévue du matériel ou des installations, laquelle commence dès le début des activités commerciales pour lesquelles le matériel ou les installations doivent être utilisés.

Siège social

Le secteur du siège social de la Société est composé de coûts liés au conseil d'administration, aux membres de la haute direction, à la dette, au financement et à d'autres activités générales de la Société.

Les tableaux suivants présentent les informations sectorielles de la Société pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009.

	Exercice terminé le 31 décembre 2009						
	Pétrole et gaz				Développement des affaires et des technologies	Siège social	Total
	Activités intégrées		Activités conventionnelles				
	Canada	Équateur	Asie	États-Unis			
Produits							
Produits tirés de la vente de pétrole	- \$	- \$	24 968 \$	- \$	- \$	- \$	24 968 \$
Perte sur instruments dérivés	-	-	(1 335)	-	-	-	(1 335)
Intérêts créditeurs	-	-	6	-	-	19	25
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>23 639</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>19</u>	<u>23 658</u>
Charges							
Charges d'exploitation	-	-	10 191	-	-	-	10 191
Frais généraux et administratifs	1 129	2 269	2 777	-	-	15 518	21 693
Développement des affaires et des technologies	560	-	-	-	8 941	-	9 501
Amortissement pour déplétion et dépréciation	4	53	18 033	-	1 633	145	19 868
Perte de change	(8)	-	71	-	2	5 155	5 220
Intérêts débiteurs et frais de financement	-	-	770	-	79	7	856
Provision pour moins-value des frais de développement	-	-	-	-	1 903	-	1 903
	<u>1 685</u>	<u>2 322</u>	<u>31 842</u>	<u>-</u>	<u>12 558</u>	<u>20 825</u>	<u>69 232</u>
Perte liée aux activités poursuivies avant impôts	<u>(1 685)</u>	<u>(2 322)</u>	<u>(8 203)</u>	<u>-</u>	<u>(12 558)</u>	<u>(20 806)</u>	<u>(45 574)</u>
(Économie) charge d'impôts							
Exigibles	-	-	(1 399)	-	-	(358)	(1 757)
Futurs	-	-	-	-	9 600	-	9 600
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1 399)</u>	<u>-</u>	<u>9 600</u>	<u>(358)</u>	<u>7 843</u>
Perte nette liée aux activités poursuivies	<u>(1 685)</u>	<u>(2 322)</u>	<u>(9 602)</u>	<u>-</u>	<u>(2 958)</u>	<u>(21 164)</u>	<u>(37 731)</u>
Perte nette liée aux activités abandonnées (déduction faite des impôts de 29,6 M\$)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(23 921)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(23 921)</u>
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu	<u>(1 685) \$</u>	<u>(2 322) \$</u>	<u>(9 602) \$</u>	<u>(23 921) \$</u>	<u>(2 958) \$</u>	<u>(21 164) \$</u>	<u>(61 652) \$</u>
Dépenses en immobilisations	<u>12 756 \$</u>	<u>5 380 \$</u>	<u>6 049 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>2 093 \$</u>	<u>95 \$</u>	<u>26 373 \$</u>
Actifs identifiables (au 31 décembre 2009)	<u>94 594 \$</u>	<u>7 597 \$</u>	<u>57 528 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>102 878 \$</u>	<u>19 166 \$</u>	<u>281 763 \$</u>

Exercice terminé le 31 décembre 2008

	Exercice terminé le 31 décembre 2008						
	Pétrole et gaz				Développement des affaires et des technologies	Siège social	Total
	Activités intégrées		Activités conventionnelles				
	Canada	Équateur	Asie	États-Unis			
Produits							
Produits tirés de la vente de pétrole	- \$	- \$	48 370 \$	- \$	- \$	- \$	48 370 \$
Gain sur instruments dérivés	-	-	1 688	-	-	-	1 688
Intérêts créditeurs	-	-	50	-	-	562	612
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>50 108</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>562</u>	<u>50 670</u>
Charges							
Charges d'exploitation	-	-	21 515	-	-	-	21 515
Frais généraux et administratifs	1 627	658	1 967	-	-	10 000	14 252
Développement des affaires et des technologies	189	-	-	-	6 264	-	6 453
Amortissement pour déplétion et dépréciation	3	-	23 135	-	2 618	5	25 761
Perte de change	26	-	278	-	-	1 223	1 527
Intérêts débiteurs et frais de financement	-	-	821	-	76	412	1 309
Provision pour moins-value des actifs incorporels et des frais de développement liés à la technologie GTL	-	-	-	-	15 054	-	15 054
Radiation de frais de financement reportés	-	-	2 621	-	-	-	2 621
	<u>1 845</u>	<u>658</u>	<u>50 337</u>	<u>-</u>	<u>24 012</u>	<u>11 640</u>	<u>88 492</u>
Perte liée aux activités poursuivies avant impôts	<u>(1 845)</u>	<u>(658)</u>	<u>(229)</u>	<u>-</u>	<u>(24 012)</u>	<u>(11 078)</u>	<u>(37 822)</u>
Charge d'impôts exigibles	-	-	(650)	-	(2)	(2)	(654)
Perte nette liée aux activités poursuivies	<u>(1 845)</u>	<u>(658)</u>	<u>(879)</u>	<u>-</u>	<u>(24 014)</u>	<u>(11 080)</u>	<u>(38 476)</u>
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4 283</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4 283</u>
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu	<u>(1 845) \$</u>	<u>(658) \$</u>	<u>(879) \$</u>	<u>4 283 \$</u>	<u>(24 014) \$</u>	<u>(11 080) \$</u>	<u>(34 193) \$</u>
Dépenses en immobilisations	<u>6 484 \$</u>	<u>1 369 \$</u>	<u>8 378 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>4 832 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>21 063 \$</u>
Actifs identifiables (au 31 décembre 2008)	<u>81 126 \$</u>	<u>1 766 \$</u>	<u>64 901 \$</u>	<u>65 371 \$</u>	<u>105 587 \$</u>	<u>28 124 \$</u>	<u>346 875 \$</u>

Exercice terminé le 31 décembre 2007

	Pétrole et gaz		Développement		
	Activités conventionnelles		des affaires et		
	Asie	États-Unis	des technologies	Siège social	Total
Produits					
Produits tirés de la vente de pétrole	31 365 \$	- \$	- \$	- \$	31 365 \$
Perte sur instruments dérivés	(4 993)	-	-	-	(4 993)
Intérêts créditeurs	58	-	-	259	317
	<u>26 430</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>259</u>	<u>26 689</u>
Charges					
Charges d'exploitation	13 000	-	-	-	13 000
Frais généraux et administratifs	1 826	-	-	7 977	9 803
Développement des affaires et des technologies	-	-	9 625	-	9 625
Amortissement pour déplétion et dépréciation	19 222	-	1 412	6	20 640
Perte de change	216	-	-	85	301
Intérêts débiteurs et frais de financement	281	-	29	313	623
Provision pour moins-value des biens pétroliers et gaziers	6 130	-	-	-	6 130
	<u>40 675</u>	<u>-</u>	<u>11 066</u>	<u>8 381</u>	<u>60 122</u>
Perte nette liée aux activités poursuivies	<u>(14 245)</u>	<u>-</u>	<u>(11 066)</u>	<u>(8 122)</u>	<u>(33 433)</u>
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	<u>-</u>	<u>(5 774)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(5 744)</u>
Perte nette et résultat étendu	<u>(14 245) \$</u>	<u>(5 774) \$</u>	<u>(11 066) \$</u>	<u>(8 122) \$</u>	<u>(39 207) \$</u>
Dépenses en immobilisations	<u>23 488 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>5 097 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>28 585 \$</u>

12. INSTRUMENTS FINANCIERS ET FACTEURS DE RISQUE FINANCIER

Le classement comptable de chaque catégorie d'instruments financiers, ainsi que leur valeur comptable, sont présentés dans le tableau ci-dessous. Les valeurs comptables de ces éléments se rapprochent de leurs justes valeurs, à l'exception de la juste valeur de la dette à long terme. En tenant compte de son propre risque de crédit, la Société a calculé que la juste valeur de sa dette à long terme s'établissait à 36,0 M\$ au 31 décembre 2009.

Au 31 décembre 2009					
	Prêts et créances	Actifs financiers disponibles à la vente	Détenus à des fins de transaction	Passifs financiers évalués au coût après amortissement	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	21 512 \$	- \$	21 512 \$
Débiteurs	5 021	-	-	-	5 021
Billet à recevoir	225	-	-	-	225
Encaisse affectée	-	-	2 850	-	2 850
Passifs financiers					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	(10 779)	(10 779)
Dette à long terme	-	-	-	(36 934)	(36 934)
Obligation à long terme	-	-	-	(1 900)	(1 900)
	<u>5 246 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>24 362 \$</u>	<u>(49 613) \$</u>	<u>(20 005) \$</u>
Au 31 décembre 2008					
	Prêts et créances	Actifs financiers disponibles à la vente	Détenus à des fins de transaction	Passifs financiers évalués au coût après amortissement	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	38 477 \$	- \$	38 477 \$
Débiteurs	3 802	-	-	-	3 802
Encaisse affectée	-	-	850	-	850
Instruments dérivés	-	-	1 459	-	1 459
Passifs financiers					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	(9 219)	(9 219)
Dette à long terme	-	-	-	(38 267)	(38 267)
Obligation à long terme	-	-	-	(1 900)	(1 900)
	<u>3 802 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>40 786 \$</u>	<u>(49 386) \$</u>	<u>(4 798) \$</u>

Conformément au chapitre 3862 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Instruments financiers – informations à fournir », la Compagnie a classé les évaluations à la juste valeur de ses actifs et ses passifs selon la hiérarchie des justes valeurs suivante :

Niveau 1 : Prix cotés non ajustés sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques.

Niveau 2 : Données autres que les prix cotés visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné, soit directement (c.-à-d. les prix) ou indirectement (c.-à-d. les dérivés de prix).

Niveau 3 : Données liées à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données observables sur le marché (données non observables).

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont classés au niveau 1 et l'encaisse affectée est classée au niveau 2. Il n'y a eu aucun transfert important entre le niveau 1 et le niveau 2 et l'état des résultats n'incluait pas de gains ou de pertes liés à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie.

Facteurs de risque financier

La Société est exposée à divers risques financiers découlant de ses activités commerciales habituelles ainsi que de son utilisation d'instruments financiers, y compris le risque de marché lié aux prix des marchandises, les risques liés aux taux de change et d'intérêt, le risque de crédit et le risque d'illiquidité. L'exposition de la Société aux risques et ses objectifs, politiques et procédés de gestion du risque n'ont pas varié de façon importante depuis l'exercice précédent, à l'exception de l'information présentée dans la section « Risque d'illiquidité ». Les risques associés à nos instruments financiers et nos politiques visant à atténuer ces risques sont décrits ci-dessous.

Risque de marché

Le risque de marché représente le risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs de nos instruments financiers fluctuent en raison de la variation des prix du marché. Les composantes du risque de marché auxquelles nous sommes exposés sont présentées ci-dessous.

Risque lié aux prix des marchandises

Le risque lié aux prix des marchandises a trait aux risques de fluctuation de la valeur d'un instrument financier ou des flux de trésorerie associés à celui-ci en raison d'une variation des prix des marchandises. Les prix du pétrole brut et les écarts de qualité sont influencés par des facteurs internationaux tels que les actions de l'OPEP, les événements de nature politique et les facteurs fondamentaux de la loi de l'offre et de la demande. La Société peut utiliser périodiquement des instruments dérivés de nature diverse pour limiter son exposition à la volatilité des prix et pour satisfaire aux exigences de ses créanciers.

Dans le but de réduire au minimum les variations de ses flux de trésorerie, la Société a eu recours à un tunnel à prime zéro couvrant des ventes allant jusqu'à 18 000 barils par mois de la production de la Société provenant de son champ Dagang en Chine, et ce, pour une période de trois ans à compter de septembre 2007. Ce dérivé avait un prix plafond de 84,50 \$ par baril et un prix plancher de 55,00 \$ par baril, selon les prix du WTI à la NYMEX. Les contrats liés aux dérivés susmentionnés ont été conclus dans le cadre de la facilité de crédit bancaire de la Société et, par conséquent, tous les contrats restants ont été réglés lorsque cet emprunt a été remboursé en décembre 2009 (se reporter à la note 5).

Le tableau suivant présente les résultats des opérations sur dérivés pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 :

	2009	2008	2007
Gains (pertes) réalisé(e)s sur les opérations sur dérivés	124 \$	(4 430) \$	(334) \$
Gains (pertes) non réalisé(e)s sur les opérations sur dérivés	(1 459)	6 118	(4 659)
	(1 335) \$	1 688 \$	(4 993) \$

Les gains et les pertes réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur les dérivés ont été constatés à l'état des résultats.

Comme il est mentionné ci-avant, tous les contrats restants en décembre 2009 ont été réglés en décembre 2009 et, par conséquent, la Société n'avait aucune position en cours dans les actifs liés aux dérivés précités.

Risques liés aux taux de change

Les risques liés aux taux de change ont trait aux risques de fluctuation de la valeur d'un engagement financier ou d'un actif ou d'un passif constaté en raison d'une variation des taux de change. La principale monnaie sous-jacente aux flux de trésorerie de la Société est le dollar américain, en raison du fait que le prix du principal produit de la Société, le pétrole brut, est fixé en dollars américains sur les marchés internationaux. Par conséquent, la Société ne prévoit pas être exposée aux risques liés aux taux de change en ce qui a trait à ses revenus de production. Toutefois, certains des flux de trésorerie que tire la Société de certaines activités internationales sont basés sur l'équivalent en dollars américains des flux de trésorerie mesurés en monnaies étrangères. C'est ainsi que la majorité des coûts d'exploitation engagés dans les activités chinoises sont réglés en renminbis chinois, tandis que la majorité des frais engagés aux bureaux administratifs de Vancouver et de Calgary, de même que certains frais liés à l'expansion commerciale, sont payés en dollars canadiens. De plus, en raison de la récente acquisition d'un bien en Alberta (se reporter à la note 18), les dépenses de la Société en dollars canadiens ont augmenté au cours du dernier semestre de 2008 et en 2009 comparativement aux périodes antérieures, tout comme les soldes de trésorerie et de dette libellés en dollars canadiens. Les décaissements en renminbis chinois et en dollars canadiens sont convertis en équivalents en dollars américains au taux de change en vigueur à la date des décaissements. Des gains et des pertes de change sont constatés lorsque des actifs et des passifs monétaires, principalement des débiteurs et des créditeurs à court terme, libellés en monnaies étrangères sont convertis à la fin de chaque mois. L'incidence prévue au 31 décembre 2009 d'une appréciation ou d'une dépréciation de 10 % du renminbi chinois et du dollar canadien sur la perte nette et sur le déficit cumulé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 consiste en une hausse de 4,6 M\$ et en une baisse de 4,4 M\$, respectivement. Dans le but de diminuer

l'exposition de la Société aux risques liés aux taux de change, celle-ci s'emploie à maximiser les dépenses et les contrats libellés en dollars américains tout en limitant au minimum ceux libellés dans d'autres monnaies, sauf en ce qui a trait aux activités canadiennes, pour lesquelles la Société tente de détenir des éléments de trésorerie libellés en dollars canadiens afin de gérer le risque de change lié à la dette en cours et au passif à court terme libellés en dollars canadiens.

Risques liés aux taux d'intérêt

Les risques liés aux taux d'intérêt ont trait aux risques de fluctuation de la valeur d'un instrument financier ou des flux de trésorerie associés à celui-ci en raison d'une variation des taux d'intérêt du marché. Ce genre de risque découle des emprunts à taux d'intérêt variable. Au cours de 2009, la Société avait une facilité de crédit bancaire (comme il est indiqué ci-avant, cet emprunt a été entièrement remboursé en décembre 2009). La Société estime que sa perte nette et son déficit cumulé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 auraient fluctué de 0,2 M\$ par tranche de 1 % de variation des taux d'intérêt à cette date. La Société ne tente pas activement pour le moment d'atténuer ce risque lié aux taux d'intérêt, étant donné la faible importance et la courte durée de ses emprunts ainsi que l'environnement actuel des taux d'intérêt à l'échelle mondiale.

Risque de crédit

La trésorerie confiée à des institutions financières, les comptes débiteurs, les contrats sur dérivés et les soldes d'avances de la Société sont exposés au risque de crédit. La Société est d'avis que son exposition au risque de crédit découlant de la trésorerie confiée à des institutions financières est minime en raison de la qualité des institutions auxquelles la trésorerie est confiée et de la nature des instruments de dépôt. La plus grande partie de ses comptes débiteurs ont trait aux ventes de pétrole aux sociétés pétrolières nationales étrangères et sont de ce fait exposés aux risques de crédit habituels de ce secteur. En outre, les soldes des débiteurs comprennent les coûts facturés aux partenaires de la coentreprise dont la Société est l'exploitant et les avances consenties aux partenaires des coentreprises dont la Société n'est pas l'exploitant. La Société gère ce risque de crédit par la conclusion de contrats de vente uniquement avec des entités établies et par la réévaluation périodique de son exposition par rapport à chacune de ces entités.

Tous les produits de la Société proviennent d'un seul client; 80 % et 95 % des soldes des débiteurs aux 31 décembre 2009 et 2008, respectivement, étaient liés à ce même client.

Comme il est indiqué ci-dessous, les créances clients de la Société comprennent des débiteurs d'une valeur comptable de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, lesquels sont en souffrance à la date du bilan et pour lesquels la Société n'a pas constitué de provision puisqu'il n'y a pas eu de variation importante de la solvabilité et que les montants sont toujours considérés comme recouvrables. La Société détermine si un débiteur est « en souffrance » ou non selon les conditions du contrat associé à chaque opération (par exemple, les montants de la vente de pétrole sont habituellement réglés dans un délai de un à deux mois et les montants facturés aux partenaires des coentreprises sont généralement réglés dans un délai de 15 à 45 jours). Au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2008, la Société a comptabilisé une provision pour la totalité du montant en cours au titre du solde d'avances de 0,7 M\$. Les soldes d'avances sont liés à un arrangement en vertu duquel les avances prévues sont versées à un tiers entrepreneur chargé de négocier un projet lié aux technologies HTL^{MC} et GTL pour la Société. De plus, la Société a comptabilisé une provision pour la totalité du montant en cours de 0,2 M\$ relatif à un montant à recevoir de deux partenaires de coentreprises distincts au quatrième trimestre de 2009. Les provisions ont été comptabilisées au titre des frais généraux et administratifs dans l'état des résultats et du résultat étendu. Aucune autre modification n'a été apportée à la provision pour pertes sur créances au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2009, et aucune autre perte liée au risque de crédit n'a été comptabilisée au cours de cette période.

	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Débiteurs :		
Ni douteux ni en souffrance	5 004 \$	3 675 \$
Douteux (déduction faite de la provision pour moins-value)	-	-
Non douteux et en souffrance depuis :		
30 jours ou moins	-	57
De 31 à 60 jours	-	37
De 61 à 90 jours	-	33
Plus de 90 jours	17	-
	<u>5 021 \$</u>	<u>3 802 \$</u>

Notre exposition maximale au risque de crédit est fondée sur les montants comptabilisés des actifs financiers ci-dessus.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité représente le risque que des sources de financement adéquates pour les activités de la Société ne soient pas disponibles, ce qui signifie que la Société pourrait être forcée de vendre des actifs financiers ou non, de refinancer sa dette existante, d'obtenir de nouveaux emprunts ou d'émettre des capitaux propres. Au nombre des plans actuels de la Société pour générer les ressources suffisantes pour assurer la continuité de ses activités et réaliser ses objectifs de dépenses en immobilisations figurent des alliances ou d'autres accords avec des entités possédant les ressources nécessaires au soutien des projets de la Société, ainsi que le financement de projets, le financement par emprunt ou la vente de titres de capitaux propres. Cependant, la disponibilité du financement, particulièrement dans le cas du financement de projets, dépend en partie de notre capacité à financer nos projets à l'aide des marchés du crédit et des capitaux propres. Malgré les efforts de financement récents couronnés de succès de la Société (se reporter à la note 20), les conditions et la disponibilité du financement au moyen de capitaux propres et de titres d'emprunt ont été considérablement restreintes et le financement pourrait ne pas être disponible au moment où la Société en aurait besoin ou les conditions de financement pourraient être inadéquates du point de vue commercial.

Le tableau qui suit présente les échéances contractuelles des dérivés et des passifs financiers à taux fixes et variables. Les montants figurant dans le tableau représentent les flux de trésorerie futurs non actualisés liés au capital et aux intérêts et, par conséquent, ne correspondent pas à la valeur comptable dans le bilan.

	Au 31 décembre 2009				Au 31 décembre 2008			
	Échéance contractuelle				Échéance contractuelle			
	(flux de trésorerie nominaux)				(flux de trésorerie nominaux)			
	Moins de un an	De 1 an à 2 ans	De 2 ans à 5 ans	Plus de 5 ans	Moins de un an	De 1 an à 2 ans	De 2 ans à 5 ans	Plus de 5 ans
Passifs financiers non dérivés :								
Comptes fournisseurs	3 767 \$	- \$	- \$	- \$	4 659 \$	- \$	- \$	- \$
Charges à payer	7 012 \$	- \$	- \$	- \$	4 560 \$	- \$	- \$	- \$
Dette à long terme et intérêts	2 305 \$	38 164 \$	- \$	- \$	3 483 \$	9 432 \$	33 495 \$	- \$

13. GESTION DU CAPITAL

La Société gère son capital dans le but qu'elle-même et ses filiales soient en mesure de poursuivre leurs activités et de créer de la valeur pour les actionnaires en explorant, en évaluant et en mettant en valeur ses actifs, y compris le principal plan de mise en place de multiples projets commerciaux de pétrole lourd de grande envergure liés à la technologie HTL^{MC} au Canada, en Équateur et à l'échelle internationale lorsque des occasions se présentent. Les objectifs, politiques et procédés de gestion du risque de la Société n'ont pas varié de façon importante depuis l'exercice précédent. Cependant, la disponibilité du financement, particulièrement dans le cas du financement de projets, dépend en partie de notre capacité à financer nos projets à l'aide des marchés du crédit et des capitaux propres. Malgré les efforts de financement récents couronnés de succès de la Société (se reporter à la note 20), le financement futur pourrait ne pas être disponible au moment où la Société en aurait besoin ou les conditions de financement pourraient être inadéquates du point de vue commercial.

La Société définit le capital comme le total des capitaux propres ou de l'insuffisance de l'actif, plus la trésorerie et les équivalents de trésorerie et la dette à long terme. Le total des capitaux propres comprend le capital-actions, les bons de souscription, le billet convertible, le surplus d'apport, les actions à émettre et le déficit cumulé, tel qu'il est décrit à la note 8. La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués de montants de 21,5 M\$ et de 38,5 M\$ au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008. Ces éléments se composent entièrement de soldes bancaires dans des comptes-chèques, et la trésorerie excédentaire est déposée dans des comptes du marché monétaire qui investissent principalement dans des titres gouvernementaux dont l'échéance est inférieure à 90 jours. La dette à long terme est décrite à la note 5.

La direction de la Société examine régulièrement la structure du capital afin de maintenir un ratio optimal de la dette sur les capitaux propres. Afin de maintenir ou d'ajuster la structure de son capital, la Société pourrait refinancer sa dette existante, obtenir de nouveaux prêts, chercher à conclure des ententes de partage des coûts avec des partenaires ou émettre de nouvelles actions.

En 2008, la Société a passé en charges un montant de 2,6 M\$ au titre des frais de financement reportés. Ces frais sont directement attribuables à un placement de titres pour le compte de sa filiale chinoise en propriété exclusive.

La filiale pétrolière et gazière de la Société en Chine était assujettie à des clauses restrictives financières, comme les ratios de la couverture des intérêts, en vertu des modalités de chacune de ses facilités de crédit à terme ou renouvelables, lesquelles sont évaluées sur une base trimestrielle ou semestrielle. Comme l'indique la note 5, la Société a remboursé le solde restant de cet emprunt en décembre 2009. La Société était conforme à toutes les clauses restrictives financières pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

14. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La Société et ses filiales doivent soumettre des déclarations d'impôts de façon individuelle dans chaque juridiction où elles exercent leurs activités. La charge d'impôts diffère du montant calculé en appliquant le taux d'imposition prévu par la loi aux pertes nettes avant impôts. Les taux d'imposition fédéral et provinciaux combinés prévus par la loi canadienne aux 31 décembre 2009, 2008 et 2007 étaient de 29,0 %, de 29,5 % et de 32,12 %, respectivement. La provenance des écarts et leurs incidences fiscales se détaillent comme suit :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Économie d'impôt calculée aux taux d'imposition fédéral et provinciaux combinés prévus par la loi canadienne	(13 217) \$	(11 158) \$	(10 739) \$
Pertes nettes étrangères assujetties à des taux d'imposition plus bas	106	4 562	1 456
Incidence de la variation des taux de change	(2 858)	3 006	(2 878)
Échéance des pertes fiscales reportées	911	2 875	2 440
Crédit d'impôt reporté	(350)	-	-
Rémunération non déductible aux fins de l'impôt	1 456	753	844
Frais de financement non déductibles	-	695	-
Pertes de change nettes non déductibles	1 501	402	-
Variation de l'estimation des pertes fiscales reportées de l'exercice antérieur	3 941	(59)	422
(Gains) pertes réalisé(e)s sur dérivés non imposables/déductibles	334	(422)	-
Incidence de la variation des taux d'imposition effectifs sur les actifs d'impôts futurs	(4 453)	(331)	6 109
Autres écarts permanents	32	(127)	991
	(12 597)	196	(1 355)
Variation de la provision pour moins-value	4 754	458	1 355
Charge (économie) d'impôts	(7 843) \$	654 \$	- \$

Les composantes importantes de l'actif et du passif d'impôts futurs nets de la Société se détaillaient comme suit :

	Aux 31 décembre			
	2009		2008	
	Impôts futurs		Impôts futurs	
	Actif	Passif	Actif	Passif
Biens pétroliers et gaziers et placements	471 \$	(1 124) \$	4 285 \$	(1 582) \$
Actifs incorporels	-	(30 354)	-	(37 089)
Pertes fiscales reportées	37 583	-	29 602	-
Crédit d'impôt reporté	350	-	-	-
Provision pour moins-value	(29 570)	-	(24 816)	-
	8 834 \$	(31 478) \$	9 071 \$	(38 671) \$

Les pertes fiscales reportées représentent des montants de 72,0 M\$ CA au Canada, de 37,2 M\$ en Chine et de 34,3 M\$ aux États-Unis. Les pertes fiscales reportées en Équateur sont négligeables. Ces pertes arrivent à échéance entre 2010 et 2029 au Canada et entre 2015 et 2029 aux États-Unis. En Chine, les pertes fiscales reportées ne comportent pas de période d'expiration. Une perte d'environ 55,3 M\$ CA, représentant le placement total compte non tenu des réductions de valeur comptables et déduction faite du produit reçu au règlement, découle de la cession des activités russes en 2000. Ce montant représente une perte en capital aux fins de l'impôt canadien pouvant être reportée indéfiniment à l'encontre des gains en capital canadiens futurs et qui n'est pas incluse au titre de l'actif d'impôts futurs susmentionné.

Au 31 décembre 2009, le montant à payer aux fins de l'impôt chinois totalisait 0,2 M\$ et le montant à payer aux fins de l'impôt américain, 0,3 M\$.

En avril 2009, le bureau de l'administration de l'impôt de l'état chinois a publié la circulaire d'information [2009] N° 49 (la « **Circulaire** ») qui traite de la charge liée à l'amortissement pour déplétion et dépréciation engagée par les sociétés pétrolières et gazières. La prolongation de la durée minimale de la période d'amortissement pour dépréciation de six à huit ans constitue un des changements apportés aux règlements existants inclus dans la Circulaire qui concerne la Société. Les nouveaux règlements ont été mis en application de façon rétroactive à compter du 1^{er} janvier 2008. Par conséquent, à la suite de l'examen de l'incidence fiscale de la Circulaire, la Société a révisé le montant des impôts exigibles pour l'exercice 2008 qu'elle doit payer en Chine. Ce montant est passé de 0,6 M\$, comptabilisé en 2008, à 1,6 M\$. Les impôts exigibles de 1,6 M\$ ont été payés en mai 2009.

Avant que la Société ne vende son secteur d'exploitation américain en juillet 2009, tel qu'il est expliqué plus en détails à la note 19, la Société avait des actifs d'impôts futurs attribuables à des pertes d'exploitation nettes reportées liées à ce secteur d'exploitation. Ces actifs d'impôts futurs étaient compensés en partie par certains passifs d'impôts futurs aux États-Unis et par une provision pour moins-

value. Au 30 juin 2009, à la suite de la vente du secteur d'exploitation, la Société ne pouvait plus faire la compensation de ces actifs et de ces passifs d'impôts et devait présenter ces actifs d'impôts futurs comme des « actifs liés aux activités abandonnées », de même qu'un passif d'impôts futurs, d'un montant de 29,6 M\$, dans le bilan ci-joint. Les actifs d'impôts futurs classés comme « actifs liés aux activités abandonnées » ont finalement été inclus dans la perte de 23,4 M\$ à la cession, tel qu'il est expliqué à la note 19. Des changements ont été apportés au passif d'impôts futurs au cours du troisième trimestre de 2009 d'après les prévisions révisées relativement au bénéfice imposable et à l'utilisation des reports en avant de pertes d'exploitation nettes. Au 31 décembre 2009, le passif d'impôts futurs de la Société, présenté sur le bilan ci-joint, s'élevait à 22,6 M\$, soit 20,0 M\$ au titre de la juridiction fiscale américaine et 2,6 M\$ liés aux actifs acquis en Mongolie (se reporter à la note 18).

15. PERTE NETTE PAR ACTION

Si la Société avait généré un bénéfice net au cours des exercices présentés, le calcul du bénéfice par action pour ces exercices aurait compris les éléments moyens pondérés suivants :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2008	2007	2006
	(en milliers d'actions)		
Options sur actions	289	1 374	2 433
Bons de souscription	409	-	-
Dette convertible	13 166	6 943	-
	13 864	8 317	2 433

De plus, si les prix d'exercice avaient excédé les prix moyens du marché des actions ordinaires, le calcul du bénéfice par action aurait compris les éléments moyens pondérés suivants :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2008	2007	2006
	(en milliers d'actions)		
Options sur actions	10 908	9 944	8 616
Bons de souscription	16 444	16 399	28 898
	27 352	26 343	37 514

16. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les informations supplémentaires sur les flux de trésorerie pour chacun des exercices terminés aux 31 décembre se présentent comme suit :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Espèces versées au cours de la période au titre des :			
Impôts sur le bénéfice	1 876 \$	5 \$	6 \$
Intérêts	2 122 \$	1 120 \$	238 \$
Activités d'investissement et de financement, hors trésorerie :			
Acquisition d'entreprises/d'actifs (<i>se reporter à la note 18</i>)			
Actions émises	6 899 \$	- \$	- \$
Bons de souscription émis	622	-	-
Titres d'emprunt émis	-	52 052	-
	7 521 \$	52 052 \$	- \$
Conversion de la dette en actions			
Extinction de la dette	- \$	4 737 \$	- \$
Extinction des intérêts	-	125	-
	- \$	4 862 \$	- \$
Actions émises au titre des primes et des services	207 \$	490 \$	793 \$
Rémunération à base d'actions capitalisée	- \$	175 \$	- \$

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement			
Activités d'exploitation			
Débiteurs	(1 253) \$	3 509 \$	(1 281) \$
Billet à recevoir	(225)	-	-
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme	(175)	(48)	69
Créditeurs et charges à payer	1 314	1 905	852
Impôts à payer	(120)	650	-
	<u>(459)</u>	<u>6 016</u>	<u>(360)</u>
Activités d'investissement			
Débiteurs	(140)	7	(250)
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme	41	(70)	86
Créditeurs et charges à payer	163	(972)	(1 119)
	<u>64</u>	<u>(1 035)</u>	<u>(1 283)</u>
Activités de financement			
Créditeurs et charges à payer	(26)	26	-
	<u>(421) \$</u>	<u>5 007 \$</u>	<u>(1 643) \$</u>

Au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se composaient entièrement de soldes bancaires dans des comptes-chèques, et la trésorerie excédentaire était déposée dans des comptes du marché monétaire qui investissent principalement dans des titres gouvernementaux dont l'échéance est inférieure à 90 jours.

17. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Société a conclu des ententes avec un certain nombre d'entités qui sont apparentées ou contrôlées par l'intermédiaire d'administrateurs ou d'actionnaires communs. Ces entités lui permettent de bénéficier d'un avion, des services de ressources techniques ou administratives et de locaux à bureaux ou d'installations à Vancouver, Londres et Singapour. Dans la plupart des cas, les services sont facturés à la Société selon la méthode du recouvrement des coûts. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les frais engagés à l'égard des accords susmentionnés dans le cours normal des activités se sont élevés à 3,8 M\$ (3,0 M\$ en 2008 et 3,3 M\$ en 2007), ont été mesurés selon leur valeur d'échange et sont comptabilisés au titre des frais généraux et administratifs et des frais de développement des affaires et des technologies à l'état des résultats. Au 31 décembre 2009, les montants inclus, en vertu de ces accords, au titre des créditeurs et charges à payer du bilan, se sont établis à 0,1 M\$ (0,1 M\$ au 31 décembre 2008).

18. ACQUISITION ET ACCORDS RELATIFS AUX PROJETS

Mongolie

En novembre 2009, la Société a conclu l'acquisition de PanAsia Petroleum Inc. (« **PPI** »), obtenant ainsi le droit exclusif de mener des activités d'exploration, de développement et de production pétrolières et gazières dans le bloc XVI du bassin de Nyalga en Mongolie. L'opération avec PPI s'est soldée par l'émission par la Société de 2 683 291 actions ordinaires en contrepartie de toutes les actions émises et en circulation de PPI. En outre, les bons de souscription existants de PPI ont été convertis en 735 449 bons de souscription d'Ivanhoe, qui permettent aux détenteurs d'acheter des actions ordinaires d'Ivanhoe au prix de 4,05 \$ CA l'action jusqu'en février 2011.

Le tableau suivant présente la contrepartie au titre de l'acquisition ainsi que l'actif net acquis :

Contrepartie versée au titre de l'acquisition

2 683 291 actions d'Ivanhoe à 2,70 \$ CA l'action ¹	6 899 \$
735 449 bons de souscription visant l'achat d'actions d'Ivanhoe ²	622
	<u>7 521 \$</u>

Actif net acquis

Trésorerie	29 \$
Fonds de roulement hors trésorerie, montant net	(606)
Biens pétroliers et gaziers – non prouvés	10 742
Passif d'impôts futurs	(2 644)
	<u>7 521 \$</u>

1. Le montant de 2,70 \$ CA représente le prix de clôture des actions à la TSX au 26 novembre 2009, date de l'acquisition.

2. Se reporter à la note 8.

Canada

En juillet 2008, la Société a conclu l'acquisition de la participation directe et exclusive de Talisman Energy Canada (« **Talisman** ») dans deux concessions situées dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca dans la province d'Alberta, au Canada. Le prix d'achat total s'élevait à 90,0 M\$ CA, dont un paiement initial de 22,5 M\$ CA a été effectué au moment de la clôture. En plus de ce paiement initial, la Société a émis à Talisman un billet d'un montant en capital de 12,5 M\$ CA, portant intérêt à un taux annuel égal au taux préférentiel majoré de 2 %, lequel est venu à échéance et a été payé le 31 décembre 2008 ainsi qu'un deuxième billet d'un montant en capital de 40,0 M\$ CA, portant intérêt à un taux annuel égal au taux préférentiel majoré de 2 %, venant à échéance en juillet 2011 et convertible (en fonction du montant en capital impayé), au gré de Talisman, en un nombre maximal de 12 779 552 actions ordinaires de la Société au prix de 3,13 \$ CA l'action ordinaire.

La Société peut également être tenue d'effectuer un paiement en espèces de 15 M\$ CA à Talisman si les approbations gouvernementales et autres approbations nécessaires pour mettre en valeur la frontière nord d'une des concessions (le « paiement conditionnel ») sont obtenues. Aucun montant lié à ce paiement n'est comptabilisé dans les états financiers au 31 décembre 2008, puisqu'il est impossible à l'heure actuelle de déterminer la probabilité que la Société soit tenue d'effectuer ce paiement.

Talisman conserve un droit de rachat de participation (le « **droit de rachat** ») pouvant être exercé une fois par concession jusqu'au 11 juillet 2011, pour racheter une participation indivise pouvant atteindre 20 % dans chaque concession. Le prix d'achat payable par Talisman, si elle devait exercer son droit de rachat à l'égard d'une concession particulière, serait d'une somme égale à 20 % de :

- a) la totalité des coûts d'acquisition et de certaines dépenses de la Société à l'égard de la concession pertinente si le droit de rachat est exercé au plus tard le 11 juillet 2009;
- b) 150 % des coûts d'acquisition et de certaines dépenses de la Société à l'égard de la concession pertinente si le droit de rachat est exercé après le 11 juillet 2009, mais au plus tard le 11 juillet 2010; ou
- c) 200 % des coûts d'acquisition et de certaines dépenses de la Société à l'égard de la concession pertinente si le droit de rachat est exercé après le 11 juillet 2010, mais au plus tard le 11 juillet 2011.

Jusqu'au 11 juillet 2011, Talisman a également le droit de première offre pour l'achat de participations dans tout projet de pétrole lourd dans la province d'Alberta que la Société ou l'une de ses filiales souhaite vendre, à l'exception des concessions acquises.

Équateur

En octobre 2008, Ivanhoe Energy Ecuador Inc. (« **IE Ecuador** ») a conclu un contrat avec Empresa Estatal de Petroleos del Ecuador, Petroecuador (« **Petroecuador** »), la société pétrolière nationale de l'Équateur et sa filiale, Empresa Estatal de Exploracion y Produccion de Petroleos del Ecuador, Petroproduccion (« **Petroproduccion** ») pour explorer et mettre en valeur un bloc d'exploration en Équateur qui comprend le champ de pétrole lourd Pungarayacu, au moyen de la technologie HTL^{MC} de la Société. IE Ecuador est une filiale en propriété exclusive d'Ivanhoe Energy Latin America Inc. (« **IE Latin America** »), elle-même une filiale en propriété exclusive de la Société.

IE Ecuador dirigera la mise en valeur du projet. Le contrat est garanti par IE Latin America, sa société mère, laquelle obtiendra ou fournira le financement pour les activités d'IE Ecuador en vertu du contrat. Le contrat a une durée initiale de 30 ans pouvant être prolongée avec l'accord des parties. Pour récupérer ses investissements, ses coûts et ses charges, ainsi que pour générer un bénéfice, IE Ecuador recevra de Petroproduccion une contrepartie de 37,00 \$ US le baril pour le pétrole produit et livré à Petroproduccion. La contrepartie sera rajustée trimestriellement selon l'inflation, à compter de la date du contrat, en fonction de la moyenne pondérée d'un panier de trois indices de prix à la production publiés par le gouvernement des États-Unis et liés aux produits de l'acier, aux produits de raffinerie et au matériel utilisé dans les activités pétrolières et gazières en amont.

19. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En juin 2009, la direction a entamé un processus visant la vente de toutes les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz de la Société aux États-Unis. Le 17 juillet 2009, la Société a conclu la vente de sa filiale en propriété exclusive Ivanhoe Energy (USA) Inc. pour un prix de 39,2 M\$. L'acheteur a acquis toutes les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz en Californie et au Texas de la Société de même qu'un périmètre d'exploration additionnel en Californie. Un dépôt entiercé d'un montant de 2,0 M\$, provenant du produit de la vente, a été mis de côté et sera disponible pour l'acheteur pendant une période d'un an afin qu'il puisse satisfaire à tout engagement d'indemnisation de la Société. La Société a utilisé environ 5,2 M\$ du produit de la vente pour rembourser un emprunt en cours à une institution financière qui détient une sûreté sur les actifs de la filiale.

Le tableau suivant présente les résultats d'exploitation de ces activités abandonnées avant la vente pour les périodes indiquées :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Produits			
Produits tirés des ventes de pétrole et de gaz	5 455 \$	18 120 \$	12 270 \$
Gain (perte) sur instruments dérivés	189	278	(5 594)
Intérêts créditeurs	8	98	152
	<u>5 652</u>	<u>18 496</u>	<u>6 828</u>
Charges			
Charges d'exploitation	2 132	5 137	4 319
Frais généraux et administratifs	139	2 413	1 972
Amortissement pour déplétion et dépréciation	3 772	6 143	5 884
Intérêts débiteurs et frais de financement	173	520	427
	<u>6 216</u>	<u>14 213</u>	<u>12 602</u>
Bénéfice (perte) avant cession	(564)	4 283	(5 774)
Perte sur cession (déduction faite des impôts de 29,6 M\$ pour 2009 et de néant pour 2008 et 2007)	<u>(23 357)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Bénéfice net (perte nette)	<u>(23 921) \$</u>	<u>4 283 \$</u>	<u>(5 774) \$</u>

Le tableau suivant présente la valeur comptable des principales catégories d'actifs et de passifs pour ces activités abandonnées :

	31 décembre 2008
Actif	
Actif à court terme :	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	788 \$
Débiteurs	1 067
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme	172
Instruments dérivés	700
	<u>2 727</u>
Biens pétroliers et gaziers et matériel, montant net	32 577
Actif d'impôts futurs	29 600
Actif à long terme	467
	<u>65 371 \$</u>
Passif	
Passif à court terme :	
Créditeurs et charges à payer	874 \$
Tranche à court terme de la dette	5 200
Instruments dérivés	-
	<u>6 074</u>
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 810
	<u>7 884 \$</u>

Parallèlement à cette cession d'actif et au choix de la Société de se concentrer sur Calgary, en Alberta, à titre de centre de gestion clé en soutien aux unités d'exploitation du groupe de sociétés d'Ivanhoe Energy, la Société a décidé de fermer son bureau de soutien de Bakersfield. Le total des coûts liés à cette fermeture, incluant les indemnités de départ et les paiements de maintien, devrait s'élever à 0,4 M\$, duquel une tranche de néant a été versée au 31 décembre 2009 et comptabilisée dans les activités connexes.

20. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

En janvier 2010, la Société a conclu un placement privé de 125,0 M\$ CA (le « **placement privé** ») sous forme de 41 666 667 bons de souscription spéciaux (les « **bons de souscription spéciaux** ») au prix de 3,00 \$ CA chacun. Chaque bon de souscription spécial a été converti en une action ordinaire de la Société et un quart de bon de souscription d'actions à la suite de l'émission, le 10 février 2010, du visa d'un prospectus par les autorités de réglementation en valeurs mobilières canadiennes pertinentes. Chaque bon de souscription d'actions entier accorde au porteur le droit d'acheter une action ordinaire de la Société au prix d'exercice de 3,16 \$ CA d'ici le 26 janvier 2011. Le produit net du placement privé s'est établi à environ 120,2 M\$ CA, déduction faite des frais et des commissions de 4,3 M\$ CA et des charges d'environ 0,5 M\$ CA liées au placement privé.

Aux termes du placement privé, 8 333 333 bons de souscription spéciaux additionnels pouvaient être émis au prix de 3,00 \$ CA le bon de souscription spécial en vertu d'une option, laquelle a été exercée en février 2010. Le produit brut réalisé par la Société relativement à l'émission des bons de souscription spéciaux en vertu de l'option s'est établi à environ 24,3 M\$ déduction faite des frais et des commissions à payer de 0,63 M\$ CA et des charges d'environ 0,1 M\$ CA. Chaque bon de souscription spécial visé par l'option a été converti en une action ordinaire de la Société et un quart de bon de souscription d'actions à la suite de l'émission, le 12 mars 2010, du visa d'un prospectus par les autorités de réglementation en valeurs mobilières canadiennes pertinentes.

En janvier 2010, les filiales en propriété exclusive de la Société, Sunwing Holding Corporation (« **Holdings** ») et Sunwing Energy Ltd. (« **Sunwing** ») ont conclu une convention avec une tierce partie (le « **titulaire** »), en vertu de laquelle Sunwing a attribué au titulaire une option conditionnelle pouvant être exercée jusqu'en janvier 2012 (l'« **option conditionnelle** ») afin d'effectuer un placement en capitaux propres dans Sunwing. Sur exercice de l'option conditionnelle, le titulaire acquerrait une participation d'environ 15 % dans les capitaux propres au prix de 25 M\$ CA. À moins qu'elle ne soit déclenchée par certains événements (incluant la vente ou le changement de contrôle de Sunwing ou un premier appel public à l'épargne visant des titres de Sunwing), l'option conditionnelle ne pourra être exercée qu'à partir de janvier 2011. Si le titulaire exerce tout bon de souscription d'actions qu'il détient pour acquérir des actions ordinaires de la Société avant que l'option conditionnelle ne puisse être exercée, cette dernière sera aussitôt annulée.

21. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES REQUISES SELON LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés de la Société ont été préparés conformément aux PCGR appliqués au Canada, lesquels, dans le cas de la Société, se conforment à tous égards importants aux PCGR des États-Unis, à l'exception de ce qui suit :

Bilans consolidés

L'application des PCGR des États-Unis a l'incidence suivante sur les éléments du bilan consolidé présentés en vertu des PCGR du Canada :

	Au 31 décembre 2009			Au 31 décembre 2008		
	PCGR du Canada	Augmentation (diminution) Notes	PCGR des États-Unis	PCGR du Canada	Augmentation (diminution) Notes	PCGR des États-Unis
Actif						
Actif à court terme :						
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21 512 \$	- \$	21 512 \$	38 477 \$	- \$	38 477 \$
Débiteurs	5 021	-	5 021	3 802	-	3 802
Billet à recevoir	225	-	225	-	-	-
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme	771	-	771	637	-	637
Encaisse affectée	2 850	-	2 850	850	-	850
Instruments dérivés	-	-	-	1 459	-	1 459
Actif lié aux activités abandonnées	-	-	-	2 727	-	2 727
Total de l'actif à court terme	30 379	-	30 379	47 952	-	47 952
Biens pétroliers et gaziers et frais de développement, montant net	158 392	(38 500) (i) 20 315 (ii) - (iii) (861) (iv)	139 346	143 974	(38 500) (i) 9 929 (ii) (1 018) (iii)	114 385
Actifs incorporels – technologie	92 153	-	92 153	92 153	-	92 153
Actif à long terme	839	-	839	152	451 (v)	603
Actif lié aux activités abandonnées	-	-	-	62 644	(24 890) (xii)	37 754
Total de l'actif	281 763 \$	(19 046) \$	262 717 \$	346 875 \$	(54 028) \$	292 847 \$
Passif et capitaux propres						
Passif à court terme :						
Créditeurs et charges à payer	10 779 \$	- \$	10 779 \$	9 219 \$	- \$	9 219 \$
Impôts à payer	530	-	530	650	-	650
Dette à long terme – tranche à court terme	-	-	-	412	-	412
Instruments dérivés	-	8 249 (viii)	8 249	-	1 121 (viii)	1 121
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations – tranche à court terme	753	-	753	-	-	-
Passif lié aux activités abandonnées – tranche à court terme	-	-	-	6 074	-	6 074
Total du passif à court terme	12 062	8 249	20 311	16 355	1 121	17 476
Dette à long terme	36 934	1 225 (iv) (154) (iv)	38 005	37 855	2 086 (iv) 451 (v)	40 392
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	195	-	195	1 928	-	1 928
Obligation à long terme	1 900	-	1 900	1 900	-	1 900
Passif d'impôts futurs	22 643	-	22 643	29 600	-	29 600
Passif lié aux activités abandonnées	-	-	-	1 810	-	1 810
Total du passif	73 734	9 320	83 054	89 448	3 658	93 106
Capitaux propres :						
Capital-actions	422 322	74 455 (vi) (551) (vii) 1 358 (ix) 13 200 (viii)	510 784	413 857	74 455 (vi) (498) (vii) 1 358 (ix) 13 200 (viii)	502 372
Bons de souscription	19 427	(19 427) (viii)	-	18 805	(18 805) (viii)	-
Surplus d'apport	20 029	(3 197) (vii) (2 947) (viii)	13 885	16 862	(3 250) (vii) (2 947) (viii)	10 665
Billet convertible	2 086	(2 086) (iv)	-	2 086	(2 086) (iv)	-
Déficit cumulé	(255 835)	(89 171)	(345 006)	(194 183)	(119 113)	(313 296)
Total des capitaux propres	208 029	(28 366)	179 663	257 427	(57 686)	199 741
Total du passif et des capitaux propres	281 763 \$	(19 046) \$	262 717 \$	346 875 \$	(54 028) \$	292 847 \$

Biens pétroliers et gaziers et frais de développement

i) Il existe certaines différences entre la méthode de la capitalisation du coût entier des biens pétroliers et gaziers appliquée au Canada et celle qui est appliquée aux États-Unis. La principale différence réside dans la façon d'effectuer un plafonnement du coût entier en vertu des règles de la méthode de la capitalisation du coût entier. Dans le cadre du plafonnement du coût entier en vertu des PCGR des États-Unis, la Société limite, par pays, les coûts immobilisés des biens pétroliers et gaziers, déduction faite de l'amortissement cumulé pour déplétion et dépréciation et des impôts reportés a) à la valeur actualisée des produits nets futurs estimatifs calculés en fonction des prix actuels des réserves de pétrole et de gaz (en tenant uniquement compte des variations de prix prévues par les contrats) et de la production future estimative des réserves prouvées de pétrole et de gaz en date du dernier bilan présenté, moins les charges futures estimatives (fondées sur les coûts actuels) devant être engagées dans le développement et en production des réserves prouvées, calculées selon un facteur d'actualisation de 10 % et en fonction de la poursuite des conditions économiques actuelles, plus b) le coût des biens qui ne sont pas amortis (p. ex. : principaux projets de développement) et c) le moindre du coût ou de la juste valeur des biens non prouvés inclus dans les coûts amortis moins d) l'incidence fiscale liée à la différence entre la valeur comptable et la valeur fiscale des biens mentionnés aux points b) et c), ci-dessus. Si les coûts immobilisés non amortis d'un centre de coûts excèdent cette limite, l'excédent est établi à titre de provision pour moins-value à l'état des résultats. Les montants devant ainsi être radiés du bilan ne seront pas rétablis advenant une augmentation ultérieure du plafond du centre de coûts. Les biens non prouvés et les principaux projets de développement sont évalués chaque trimestre pour d'éventuelles moins-values. Si une réduction de valeur est survenue, la moins-value est transférée à la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers prouvés. La Société a procédé à un plafonnement du coût entier conformément aux PCGR des États-Unis et elle a établi que, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, aucune provision pour moins-value n'avait à être constituée, et qu'aucune provision pour moins-value n'avait à être constituée en vertu des PCGR du Canada.

ii) Les écarts cumulatifs entre le montant de la provision pour moins-value en vertu des PCGR des États-Unis et en vertu des PCGR du Canada ont donné lieu à des réductions de l'amortissement pour déplétion et dépréciation cumulé.

iii) Comme il est présenté de façon plus détaillée à la section intitulée « Frais de développement » de la note 2, en vertu des PCGR du Canada, la Société capitalise certains frais de développement engagés au titre des projets liés aux technologies HTL^{MC} et GTL après l'exécution d'un protocole d'entente afin de déterminer la faisabilité définitive technique et commerciale d'un projet, y compris des études de l'attrait commercial des produits liés au projet. Si aucune entente ne survient, la valeur des coûts capitalisés du projet, lesquels sont réputés n'avoir aucune valeur future, est réduite et imputée aux résultats d'exploitation, et les frais de développement au titre des technologies HTL^{MC} et GTL sont réduits en conséquence. Conformément aux PCGR des États-Unis, les coûts liés à l'étude de faisabilité, les coûts de commercialisation et les coûts connexes engagés avant la conclusion d'une entente définitive liés aux technologies HTL^{MC} ou GTL sont considérés comme des frais de recherche et développement et sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

iv) Tel qu'il est décrit à la note 5 des présents états financiers, en vertu des PCGR du Canada, la Société attribue une tranche de la dette convertible à la dette à long terme et une autre tranche aux capitaux propres. En vertu des PCGR des États-Unis, la totalité des titres d'emprunt convertibles est classée à titre de dette. En vertu des PCGR du Canada, la désactualisation au titre de l'escompte a été capitalisée. Aux fins du rapprochement avec les PCGR des États-Unis, la totalité du montant de 2,1 M\$ comptabilisé dans les capitaux propres est annulée, comme le sont l'escompte non amorti de 1,2 M\$ et la désactualisation au titre de l'escompte d'un montant de 0,9 M\$ qui a été capitalisée. En outre, puisque le billet convertible n'est pas libellé en dollars américains, la réévaluation de la valeur comptable, qui diffère en vertu des PCGR des États-Unis, donne lieu à une augmentation du bénéfice net. Le gain de change de 0,2 M\$ est présenté en tant que montant distinct dans le rapprochement avec les PCGR des États-Unis du bilan de la Société présenté plus haut, et est reclassé dans le poste « Perte de change » dans le rapprochement avec les PCGR des États-Unis de l'état des résultats, présenté plus bas.

Frais de financement reportés

v) Comme il est présenté de façon plus détaillée à la section intitulée « Actifs et passifs financiers » de la note 2, en vertu des PCGR du Canada, la Société comptabilise les frais de financement reportés, ou les coûts de transaction, à titre de réduction du passif connexe, selon la méthode du taux d'intérêt effectif. En vertu des PCGR des États-Unis, ces coûts sont classés à titre d'autres actifs et sont amortis sur la durée prévue du passif financier.

Capitaux propres

vi) En juin 1999, les actionnaires ont approuvé une réduction de 74,5 M\$ du capital déclaré quant aux actions ordinaires, ce qui correspond au déficit cumulé au 31 décembre 1998. En vertu des PCGR des États-Unis, une telle réduction du déficit cumulé n'est pas constatée, sauf en cas de quasi-réorganisation.

vii) En vertu des PCGR du Canada, la Société comptabilise toutes les options sur actions attribuées aux employés et aux administrateurs depuis le 1^{er} janvier 2002 au moyen de la méthode de comptabilisation à la juste valeur. En vertu de cette méthode, la charge de rémunération est constatée dans les états financiers sur la période d'acquisition des droits des options sur actions au moyen d'un modèle d'évaluation des options en vue de déterminer la juste valeur des options sur actions à la date d'attribution. En vertu des PCGR des États-Unis, avant le 1^{er} janvier 2006, la Société appliquait l'énoncé Accounting Principles Board (« **APB** ») Opinion No. 25, tel qu'il est interprété dans la Financial Accounting Standards Board (« **FASB** ») Interpretation No. 44, aux fins de la comptabilisation de son régime d'options sur actions, et n'a constaté aucune charge de rémunération dans ses états financiers à l'égard des options sur actions émises aux employés et aux administrateurs. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2006, la Société a appliqué la révision du Accounting Standards Codification Manual (« **ASC** ») Topic 718, intitulé *Stock Compensation* du FASB (auparavant le Statement of Financial Accounting Standards (« **SFAS** ») No. 123R), qui remplace l'énoncé APB No. 25, intitulé *Accounting for Stock Issued to Employees*. La Société a choisi d'appliquer cet énoncé sur une base prospective modifiée, en vertu de laquelle la Société a commencé à comptabiliser la rémunération à base d'actions dans ses résultats d'exploitation en vertu des PCGR des États-Unis pour la tranche non acquise des attributions d'options en cours au 1^{er} janvier 2006 ainsi que pour toutes les attributions octroyées après le 1^{er} janvier 2006. Il n'y avait aucune différence importante entre la comptabilisation des options sur actions en vertu des PCGR du Canada et des PCGR des États-Unis après le 1^{er} janvier 2006.

viii) La Société comptabilise les bons de souscription à titre de capitaux propres en vertu des PCGR du Canada. Le traitement comptable des bons de souscription en vertu des PCGR des États-Unis reflète l'application du ASC Topic 815, intitulé *Derivatives and Hedging* (auparavant le SFAS No. 133). En vertu de l'ASC Topic 815, les bons de souscription d'actions dont le prix d'exercice est libellé dans une monnaie autre que la monnaie de fonctionnement d'une société sont comptabilisés à titre de passif dérivé. Les variations de la juste valeur des bons de souscription doivent être constatées dans l'état des résultats de chaque période aux fins des PCGR des États-Unis. Lorsque les bons de souscription d'actions de la Société seront exercés, leur valeur sera reclassée dans les capitaux propres aux fins des PCGR des États-Unis. En vertu des PCGR du Canada, la juste valeur des bons de souscription à la date d'attribution est comptabilisée à titre de réduction du produit de l'émission d'actions ordinaires, en portant la contrepartie à la composante bons de souscription des capitaux propres. Les bons de souscription ne sont pas réévalués à la juste valeur en vertu des PCGR du Canada.

ix) En vertu des PCGR des États-Unis, la valeur globale attribuée à l'acquisition de droits de redevance en 1999 et en 2000 a augmenté de 1,4 M\$, en raison de la différence entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis en ce qui a trait à la valeur attribuée aux actions émises, découlant principalement des différences quant à la constatation des dates de prise d'effet des transactions.

États consolidés des résultats

L'application des PCGR des États-Unis a eu l'incidence suivante sur la perte nette et la perte nette par action présentées en vertu des PCGR du Canada :

Exercice terminé le 31 décembre 2009			
	PCGR du Canada	Augmentation (diminution) Notes	PCGR des États-Unis
Produits			
Produits tirés de la vente de pétrole	24 968 \$	- \$	24 968 \$
Perte sur instruments dérivés	(1 335)	(6 506) (viii)	(7 841)
Intérêts créditeurs	25	-	25
Total des produits	23 658	(6 506)	17 152
Charges			
Charges d'exploitation	10 191	-	10 191
Frais généraux et administratifs	21 693	-	21 693
Développement des affaires et des technologies	9 501	150 (x)	9 651
Amortissement pour déplétion et dépréciation	19 868	(10 574) (xi)	9 294
Perte de change	5 220	(154) (iv)	5 066
Intérêts débiteurs et frais de financement	856	-	856
Provision pour moins-valeur des actifs incorporels et des frais de développement	1 903	(980) (x)	923
Total des charges	69 232	(11 558)	57 674
Perte liée aux activités poursuivies avant impôts	(45 574)	5 052	(40 522)
(Charge) économie d'impôts			
Exigibles	(1 757)	-	(1 757)
Futurs	9 600	-	9 600
	7 843	-	7 843
Perte nette liée aux activités poursuivies	(37 731)	5 052	(32 679)
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées (déduction faite des impôts de 29,6 M\$)	(23 921)	24 890 (xii)	969
Perte nette et résultat étendu	(61 652)	29 942	(31 710)
Bénéfice net (perte nette) par action			
Perte nette liée aux activités poursuivies, de base et diluée	(0,13) \$	0,01 \$	(0,12) \$
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées, de base et dilué(e)	(0,09)	0,10	0,01
Perte nette par action – de base et diluée	(0,22) \$	0,11 \$	(0,11) \$
Nombre moyen pondéré d'actions (en milliers)			
De base et dilué	279 722		279 722

Exercice terminé le 31 décembre 2008

	PCGR du Canada	Augmentation (diminution)	Notes	PCGR des États-Unis
Produits				
Produits tirés de la vente de pétrole	48 370 \$	- \$		48 370 \$
Gain sur instruments dérivés	1 688	4 665	(viii)	6 353
Intérêts créditeurs	612	-		612
Total des produits	<u>50 669</u>	<u>4 665</u>		<u>55 335</u>
Charges				
Charges d'exploitation	21 515	-		21 515
Frais généraux et administratifs	14 252	-		14 252
Développement des affaires et des technologies	6 453	-		6 453
Amortissement pour déplétion et dépréciation	25 761	(2 820)	(xi)	22 941
Perte de change	1 527	-		1 527
Intérêts débiteurs et frais de financement	1 309	-		1 309
Provision pour moins-value des actifs incorporels et des frais de développement	15 054	(4 640)	(x)	10 414
Radiation des frais de financement reportés	2 621			2 621
Provision pour moins-value des biens pétroliers et gaziers	-	21 560	(ix)	21 560
Total des charges	<u>88 492</u>	<u>14 100</u>		<u>102 592</u>
Perte liée aux activités poursuivies avant impôts	<u>(37 822)</u>	<u>(9 435)</u>		<u>(47 257)</u>
Économie d'impôts exigibles	<u>(654)</u>	<u>-</u>		<u>(654)</u>
Perte nette liée aux activités poursuivies	<u>(38 476)</u>	<u>(9 435)</u>		<u>(47 911)</u>
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées	<u>4 283</u>	<u>(19 423)</u>	(xii)	<u>(15 140)</u>
Perte nette et résultat étendu	<u>(34 193)</u>	<u>(28 858)</u>		<u>(63 051)</u>
Bénéfice net (perte nette) par action				
Perte nette liée aux activités poursuivies, de base et diluée	(0,15) \$	(0,04) \$		(0,19) \$
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées, de base et dilué(e)	0,02	(0,07)		(0,05)
Perte nette par action – de base et diluée	<u>(0,13) \$</u>	<u>(0,11) \$</u>		<u>(0,24) \$</u>
Nombre moyen pondéré d'actions (en milliers)				
De base et dilué	<u>258 815</u>			<u>258 815</u>

Exercice terminé le 31 décembre 2007

	PCGR du Canada	Augmentation (diminution)	Notes	PCGR des États-Unis
Produits				
Produits tirés de la vente de pétrole	31 365 \$	- \$		31 365 \$
Perte sur instruments dérivés	(4 993)	592	(iii)	(4 401)
Intérêts créditeurs	317	-		317
Total des produits	<u>26 689</u>	<u>592</u>		<u>27 281</u>
Charges				
Charges d'exploitation	13 000	-		13 000
Frais généraux et administratifs	9 803	-		9 803
Développement des affaires et des technologies	9 625	-		9 625
Amortissement pour déplétion et dépréciation	20 640	(3 470)	(ix)	17 170
Perte de change	301	-		301
Intérêts débiteurs et frais de financement	623	-		623
Provision pour moins-value des actifs incorporels et des frais de développement	-	(6 011)	(x)	(6 011)
Provision pour moins-value des biens pétroliers et gaziers	6 130	(280)	(ix)	5 850
Total des charges	<u>60 122</u>	<u>(9 761)</u>		<u>50 361</u>
Perte nette liée aux activités poursuivies	(33 433)	10 353		(23 080)
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées	(5 774)	1 462		(4 312)
Perte nette et résultat étendu	<u>(39 207)</u>	<u>11 815</u>		<u>(27 392)</u>
Bénéfice net (perte nette) par action				
Perte nette liée aux activités poursuivies, de base et diluée	<u>(0,14) \$</u>	<u>0,04 \$</u>		<u>(0,10) \$</u>
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées, de base et dilué(e)	<u>(0,02)</u>	<u>0,01</u>		<u>(0,01)</u>
Perte nette par action – de base et diluée	<u>(0,16) \$</u>	<u>0,05 \$</u>		<u>(0,11) \$</u>
Nombre moyen pondéré d'actions (en milliers)				
De base et dilué	<u>242 362</u>			<u>242 362</u>

Frais de développement

x) Comme il est présenté de façon plus détaillée à la section « Biens pétroliers et gaziers et frais de développement » de la présente note, aux fins des PCGR du Canada, les coûts liés à l'étude de faisabilité, les coûts de commercialisation et les coûts connexes engagés avant la conclusion d'une entente définitive liée aux technologies HTL^{MC} ou GTL sont capitalisés et font l'objet d'une réduction de valeur au moment où il est déterminé que la valeur future d'un projet a été dépréciée. Aux fins des PCGR des États-Unis, de tels coûts sont considérés comme des frais de recherche et développement et sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Comme il est présenté de façon plus détaillée à la note 3, la Société et INPEX ont signé une entente visant la poursuite conjointe de la mise en valeur d'un champ de pétrole lourd en Irak, lequel serait, de l'avis d'Ivanhoe, un bon candidat pour sa technologie brevetée de valorisation du pétrole lourd HTL^{MC}. Au deuxième trimestre de 2007, la Société a reçu un paiement de 9,0 M\$ lié à cette entente, lequel a été crédité à la valeur comptable de ses placements en Irak et relatifs à l'IDC HTL^{MC} lié à ce projet aux fins des PCGR du Canada. Les coûts antérieurs liés aux projets en Irak avaient précédemment été passés en charges aux fins des PCGR des États-Unis, et cette tranche du produit, soit un montant de 6,3 M\$, a été créditée dans l'état des résultats aux fins des PCGR des États-Unis. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a comptabilisé un montant de néant (néant en 2008 et 6,3 M\$ en 2007) à titre de réduction de la perte nette aux fins des PCGR des États-Unis, comparativement aux PCGR du Canada, en raison du recouvrement des coûts passés en charges précédemment aux fins des PCGR des États-Unis et capitalisés aux fins des PCGR du Canada.

Tel qu'il est décrit en détail à la note 3, la Société a radié un montant de 5,1 M\$ de frais de développement de la technologie GTL en vertu des PCGR du Canada. Ces frais avaient déjà été passés en charges en vertu des PCGR des États-Unis au cours de périodes antérieures et, conséquemment, cette opération a réduit la perte nette aux fins des PCGR des États-Unis en 2008.

Amortissement pour déplétion et dépréciation

xi) Comme il est indiqué à la section « Biens pétroliers et gaziers et frais de développement » de la présente note, il existe une différence entre l'évaluation du plafonnement du coût entier en vertu de la méthode de la capitalisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada. L'application du plafonnement du coût entier en vertu des PCGR des États-Unis a donné lieu à une augmentation nette cumulée de la provision pour moins-value sur les biens pétroliers et gaziers de la Société situés aux États-Unis et en Chine. Cette augmentation nette de la provision pour moins-value en vertu des PCGR des États-Unis a donné lieu à une diminution des taux d'épuisement aux fins des PCGR des États-Unis et à une réduction de la perte nette pour les exercices terminés les 31 décembre 2009, 2008 et 2007.

Activités abandonnées

xii) Au 31 décembre 2008, l'ajustement de 24,9 M\$ découlant des activités abandonnées incluait une augmentation de 1,4 M\$ attribuable à l'acquisition de droits de redevance en 2000 et en 1999 en raison de la différence entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis en ce qui a trait à la valeur attribuée aux actions émises, découlant principalement des différences quant à la constatation des dates de prise d'effet des transactions, ainsi qu'une augmentation de 3,1 M\$ découlant d'écarts dans l'amortissement pour déplétion et dépréciation décrits plus en détail à la note ii). Ces augmentations ont été contrebalancées par une diminution de 29,4 M\$ découlant d'écarts dans la provision pour moins-value décrits plus en détail à la note i).

Ces ajustements cumulatifs au bilan ont été passés en charges à titre de composante du calcul du gain/de la perte à la vente et imputés à l'état des résultats pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 au poste Perte nette liée aux activités abandonnées.

États consolidés des flux de trésorerie

En raison de la passation en charges des frais de développement liés aux technologies HTL^{MC} et GTL, comme l'exigent les PCGR des États-Unis, et du recouvrement de ces frais, des flux de trésorerie excédentaires (déficitaires) provenant des activités d'exploitation de (12,4 M\$), 16,6 M\$ et 11,5 M\$ ont été présentés dans l'état des flux de trésorerie pour les exercices terminés les 31 décembre 2009, 2008 et 2007. En outre, les dépenses en immobilisations présentées au titre des activités d'investissement se chiffraient à 26,2 M\$, 20,7 M\$ et 28,3 M\$ pour les exercices terminés les 31 décembre 2009, 2008 et 2007, respectivement.

Renseignements supplémentaires liés aux PCGR des États-Unis

Biens pétroliers et gaziers et frais de développement

Les catégories de coûts inclus au poste « Biens pétroliers et gaziers et frais de développement », y compris les ajustements en vertu des PCGR des États-Unis détaillés dans la présente note, sont les suivantes :

Au 31 décembre 2009						
	Canada	Équateur	Asie	Siège social	Développement des affaires et des technologies	Total
Coûts d'acquisition de biens	77 093 \$	852 \$	42 298 \$	- \$	- \$	120 243 \$
Intérêts capitalisés	3 049	-	-	-	-	3 049
Coûts d'exploration	6 437	2 988	32 831	-	-	42 256
Frais de développement	-	-	87 100	-	-	87 100
Installations de production	-	2 483	-	-	-	2 483
Installations HTL ^{MC}	6 991	-	-	-	10 868	17 859
Matériel de soutien et biens généraux	24	601	427	968	22	2 042
	<u>93 594</u>	<u>6 924</u>	<u>162 656</u>	<u>968</u>	<u>10 890</u>	<u>275 032</u>
Amortissement cumulé pour déplétion et dépréciation	(8)	(53)	(79 521)	(650)	(404)	(80 636)
Provision pour moins-value	-	-	(55 050)	-	-	(55 050)
	<u>93 586 \$</u>	<u>6 871 \$</u>	<u>28 085 \$</u>	<u>318 \$</u>	<u>10 486 \$</u>	<u>139 346 \$</u>

Au 31 décembre 2008

	Canada	Équateur	Chine	Siège social	Développement des affaires et des technologies	Total
Coûts d'acquisition de biens	75 732 \$	863 \$	31 137 \$	- \$	- \$	107 732 \$
Intérêts capitalisés	1 672	-	-	-	-	1 672
Coûts d'exploration	3 686	591	31 575	-	-	35 852
Installations de production	-	-	83 315	-	-	83 315
Installations HTL ^{MC}	-	-	-	-	19 590	19 590
Matériel de soutien et biens généraux	20	90	412	13	406	941
	81 110	1 544	146 439	13	19 996	249 102
Amortissement cumulé pour déplétion et dépréciation	(6)	-	(72 030)	(6)	(7 628)	(79 670)
Provision pour moins-value	-	-	(55 050)	-	-	(55 050)
	81 104 \$	1 544 \$	19 359 \$	7 \$	12 368 \$	114 382 \$

Au 31 décembre 2009, le coût des biens non prouvés inclus dans les biens pétroliers et gaziers, qui a été exclu du calcul de l'épuisement et du plafonnement du coût entier, se présentait comme suit :

	Total	Engagé en			
		2009	2008	2007	Avant 2007
Coûts d'acquisition de biens	89 206 \$	11 920 \$	77 187 \$	- \$	99 \$
Exploration	25 530	17 655	6 325	129	1 421
	114 736 \$	29 575 \$	83 512 \$	129 \$	1 520 \$

Le tableau qui suit présente un sommaire des biens pétroliers et gaziers non prouvés par zone prometteuse au 31 décembre 2009 :

	Total	Engagé en			
		2009	2008	2007	Avant 2007
Canada					
Tamarack	93 570 \$	12 480 \$	81 090 \$	- \$	- \$
Équateur					
Bloc 20	6 755	5 301	1 454	-	-
Asie					
Bloc Zitong	3 249	632	968	129	1 520
Bloc Nyalga	11 162	11 162	-	-	-
	14 411	11 794	968	129	1 520
	114 736 \$	29 575 \$	83 512 \$	129 \$	1 520 \$

En ce qui a trait au projet Tamarack, au Canada, la Société entend poursuivre les démarches visant à soumettre une demande réglementaire à temps pour la première phase de mise en valeur, au troisième trimestre de 2010.

En ce qui a trait au bloc 20 en Équateur, la Société a débuté le forage du premier puits de la phase d'évaluation à la fin de 2009 et elle évaluera les résultats jusqu'à la clôture du premier trimestre de 2010. D'autres puits devraient être forés au cours du premier et du deuxième trimestre de 2010.

En ce qui concerne la zone prometteuse du bloc Zitong, le forage devrait s'amorcer à deux endroits au cours du deuxième trimestre de 2010, et le forage, l'achèvement et l'évaluation des zones prometteuses devraient être achevés vers la fin de l'exercice 2010, ce qui permettrait de répondre aux exigences de la phase II d'exploration.

En ce qui concerne la zone prometteuse du bloc Nyalga, la Société prévoit lancer un programme sismique au cours du premier trimestre de 2010 et achever un programme de forage et d'essais d'ici la fin 2012, ce qui lui permettrait de répondre aux exigences de la phase d'exploration.

Créditeurs et charges à payer

Le tableau qui suit présente la répartition des créditeurs et charges à payer :

	Aux 31 décembre	
	2009	2008
Fournisseurs	3 767 \$	4 659 \$
Frais généraux et administratifs à payer	784	1 112
Charges d'exploitation à payer	515	394
Dépenses en immobilisations à payer	2 820	1 896
Salaires et charges connexes à verser	2 123	148
Intérêts à payer	770	1 010
	<u>10 779 \$</u>	<u>9 219 \$</u>

La norme Accounting Standards Codification 820, intitulée *Fair Value Measurements and Disclosures* (l'« **ASC 820** ») établit une hiérarchie des justes valeurs qui classe en ordre de priorité les informations selon les techniques utilisées pour évaluer la juste valeur. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont décrits ci-dessous :

Niveau 1 : Valeurs fondées sur des cours du marché non ajustés d'actifs et de passifs identiques sur un marché actif auquel l'entité peut accéder à la date de l'évaluation.

Niveau 2 : Valeurs fondées sur des cours de marchés autres que ceux inclus au niveau 1 et pouvant être observées directement ou indirectement pour l'actif ou le passif.

Niveau 3 : Valeurs fondées sur des données qui ne peuvent être observées pour l'actif ou le passif.

Comme l'exige l'ASC 820-10-35-37, si les données utilisées pour évaluer les instruments financiers peuvent être classées dans différents niveaux de la hiérarchie, le classement sera établi selon les données du plus bas niveau ayant une importance sur l'ensemble de l'évaluation de la juste valeur de l'instrument.

Le tableau qui suit présente la hiérarchie des justes valeurs de la Société pour les actifs et les passifs évalués à la juste valeur de façon récurrente au 31 décembre 2009 :

	Au 31 décembre 2009			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Passifs liés à des dérivés	<u>7 582 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>667 \$</u>	<u>8 249 \$</u>

L'évaluation de la juste valeur des passifs liés à des dérivés relatifs aux bons de souscription de la Société libellés en dollars canadiens et négociés à la TSX est considérée comme de niveau 1, tandis que l'évaluation de la juste valeur des passifs liés à des dérivés relatifs aux bons de souscription de la Société libellés en dollars canadiens et n'étant pas négociés à la TSX est considérée comme de niveau 3.

Incidence des nouvelles normes comptables et des normes comptables à adopter en vertu des PCGR des États-Unis

En juin 2009, le FASB a publié une directive maintenant codifiée comme étant le Topic 105 de l'ASC, intitulé *Generally Accepted Accounting Principles*, en tant qu'unique source de PCGR des États-Unis non gouvernementaux faisant autorité. Le Topic 105 ne modifie pas les PCGR des États-Unis actuels, mais vise à simplifier l'accès à tous les PCGR des États-Unis faisant autorité en présentant à un seul endroit tous les textes faisant autorité sur un sujet particulier. Tous les documents liés aux normes comptables qui existent actuellement seront remplacés et tous les autres textes comptables non inclus dans la Codification du FASB seront considérés comme ne faisant pas autorité dans le domaine. Les dispositions du Topic 105 s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices se terminant après le 15 septembre 2009 et, par conséquent, s'appliquent à nos états financiers pour la période considérée. L'adoption de cette prise de position n'a eu aucune incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société. Toutefois, elle a eu des répercussions sur notre processus de communication de l'information financière étant donné l'élimination de toutes les références aux normes antérieures à la Codification. Lors de l'entrée en vigueur du Topic 105, la Codification a remplacé toutes les normes existant alors en matière de comptabilité et d'information autres que celles couvertes par la SEC. De plus, tous les autres textes comptables, autres que ceux visés par la SEC, qui ne sont pas couverts par une clause d'antériorité et qui ne sont pas inclus dans la Codification ne font plus autorité dans le domaine.

Par suite de la mise en application de cette Codification par la Société au cours de 2009, les références à de nouvelles normes ou textes comptables faites précédemment ne s'appliquent plus. Dans les présents états financiers annuels, la Société a fourni des références tant aux nouvelles qu'aux anciennes normes pour faciliter la compréhension des incidences des textes comptables récemment adoptés, plus précisément en ce qui a trait aux directives adoptées depuis le début de l'exercice en cours, mais avant l'ASC.

Également en juin 2009, le FASB a publié une directive à l'égard des *Amendments to FAS 46R* du Topic 810 de l'ASC de la Codification (auparavant le « SFAS No. 167 »), qui améliore la présentation de l'information financière par les entreprises exerçant des activités avec des entités à détenteurs de droits variables. Les modifications remplacent le calcul quantitatif des risques et des avantages pour déterminer quelle entreprise, le cas échéant, détient une participation financière donnant le contrôle dans une entité à détenteurs de droits variables par une approche axée sur l'identification de l'entité qui a le pouvoir de diriger les activités d'une entité à détenteurs de droits variables ayant l'incidence la plus importante sur le rendement de l'entité, et qui a 1) l'obligation d'absorber les pertes de l'entité ou 2) le droit de recevoir les avantages de l'entité. Les modifications entreront en vigueur au début du premier exercice ouvert à compter du 15 novembre 2009 et devront être appliquées prospectivement. La Société évalue actuellement l'incidence que l'adoption de cette directive pourrait avoir sur les états financiers consolidés de la Société.

Toujours en juin 2009, le FASB a publié une directive à l'égard du *Accounting for Transfers of Financial Assets, an Amendment to FAS 140* du Topic 860 de l'ASC (auparavant le « SFAS 140 », intitulé *Accounting for Transfers and Servicing of Financial Assets and Extinguishments of Liabilities – a replacement of FASB Statement No. 125, as amended by SFAS No. 166, Accounting for Transfers of Financial Assets – An Amendment of FASB Statement No. 140*) de la Codification, qui entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 novembre 2009, laquelle modifie les principes appliqués antérieurement pour exiger qu'une plus grande quantité d'informations soit présentée concernant les transferts d'actifs financiers et l'exposition continue, que conserve le cédant, aux risques liés au transfert d'actifs financiers, notamment les opérations de titrisation. Cette directive supprime le concept de « structure d'accueil admissible », modifie les exigences en ce qui a trait à la sortie du bilan d'actifs financiers et exige la présentation d'informations additionnelles. Elle améliore l'information présentée aux utilisateurs des états financiers, en ce qu'elle fournit une plus grande transparence concernant les transferts d'actifs financiers et le droit que conserve une entité à l'égard des actifs financiers transférés. La Société évalue actuellement l'incidence que l'adoption de cette directive pourrait avoir sur les états financiers consolidés de la Société.

En mai 2009, le FASB a publié une directive à l'égard du Topic 855 de l'ASC, intitulé *Subsequent Events* de la Codification (auparavant le « SFAS No. 165 »), qui établit les normes pour la comptabilisation et la présentation d'informations concernant les événements qui se sont produits après la date du bilan, mais avant que les états financiers soient publiés ou soient disponibles pour être publiés. La directive préconise de fournir la date jusqu'à laquelle une entité a évalué les événements postérieurs ainsi que de donner la raison pour laquelle cette date a été retenue s'il ne s'agit pas de celle à laquelle les états financiers ont été publiés ou étaient disponibles pour être publiés. Cette directive s'applique aux périodes intermédiaires et annuelles se terminant après le 15 juin 2009. L'adoption de cette directive n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société. En février 2010, le FASB a publié l'Accounting Standards Update No. 2010-09 Subsequent Events (Topic 855) Amendments to Certain Recognition and Disclosure Requirements, lequel présente des modifications du Subtopic 855-10 visant à atténuer les conflits potentiels entre le Subtopic 855-10 et les exigences de la SEC à l'égard de l'information à fournir sur les événements postérieurs à la date du bilan. Une entité qui est un déposant auprès de la SEC doit évaluer les événements postérieurs à la date du bilan jusqu'à la date où les états financiers sont publiés et elle n'est pas tenue de divulguer la date jusqu'à laquelle les événements postérieurs à la date du bilan ont été évalués.

En avril 2009, le FASB a publié une directive relativement au Topic 820 de l'ASC, intitulé *Fair Value Measurements and Disclosures* (auparavant le FASB Staff Position [« FSP »] FAS 157-4) de la Codification, portant sur la détermination de la juste valeur lorsque le volume et le niveau d'activité d'un actif ou d'un passif ont diminué de façon importante et sur la détermination des opérations qui ne sont pas ordonnées. Cette directive met l'accent sur le fait que même s'il y a eu une baisse importante du volume et du niveau d'activité d'un actif ou d'un passif, l'objectif d'une évaluation de la juste valeur demeure inchangé. La juste valeur est le prix qui aurait été reçu à la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif dans le cadre d'une opération ordonnée (c'est-à-dire une opération qui n'est pas une liquidation forcée ni une vente au rabais) entre participants au marché monétaire. La directive comporte un nombre de facteurs à considérer pour évaluer s'il y a eu ou non une baisse importante du volume et du niveau d'activité pour un actif ou un passif lorsque l'activité est normale sur les marchés. De plus, lorsque les opérations ou les prix cotés ne sont pas considérés comme ordonnés, des ajustements pourraient devoir être apportés, en fonction de l'importance de l'information disponible, aux fins de la détermination de la juste valeur appropriée. Cette directive s'applique aux périodes intermédiaires et annuelles se terminant après le 15 juin 2009 et elle doit être appliquée de façon prospective. L'application de cette directive n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En avril 2009, le FASB a publié une directive à l'égard du Topic 825 de l'ASC, intitulé *Financial Instruments* (auparavant le « FSP FAS 107-1 » et l'« APB 28-1 ») de la Codification, portant sur la présentation d'informations sur une base intermédiaire concernant la juste valeur des instruments financiers. Cette directive requiert l'ajout d'informations sur la juste valeur des instruments financiers pour les périodes intermédiaires et annuelles. Elle entre en vigueur pour l'ensemble des périodes intermédiaires et annuelles se

terminant après le 15 juin 2009 et elle doit être appliquée de façon prospective. Au 31 décembre 2009, l'application de la directive n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société autre que celle mentionnée dans les informations additionnelles présentées à la note 12.

En mars 2008, le FASB a publié une directive relativement au Topic 815 de l'ASC, intitulé *Derivative and Hedging* (auparavant le « SFAS No. 161 ») de la Codification, portant sur l'amélioration de l'information financière concernant les instruments dérivés et les activités de couverture qui exigeaient des entités qu'elles fournissent des informations additionnelles pour permettre aux investisseurs de mieux comprendre leur effet sur la situation financière, la performance financière et les flux de trésorerie de l'entité. Cette directive a pris effet le 1^{er} janvier 2009. La direction s'est conformée aux exigences d'information du récent énoncé (se reporter aux renseignements supplémentaires de la rubrique « Risque lié aux prix des marchandises » présentés à la note 12 des présents états financiers).

En février 2008, le FASB a publié une directive à l'égard du *Effective Date of FASB Statement No. 157* du Topic 820 de l'ASC (auparavant le « FSP FAS 157-2 ») de la Codification, laquelle modifiait le SFAS No. 157 en reportant la date de prise d'effet du SFAS No. 157 aux exercices ouverts après le 15 novembre 2008 et aux périodes intermédiaires incluses dans ces exercices, pour les actifs et les passifs non financiers, à l'exception des éléments constatés ou présentés à la juste valeur dans les états financiers de manière récurrente. L'application de ce Topic, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2009, n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En décembre 2007, le FASB a publié des lignes directrices dans le Topic 805 de l'ASC – Business Combinations (auparavant le SFAS No. 141(R), intitulé « Business Combinations »). La norme exige que l'acquéreur dans un regroupement d'entreprises constate tous (et uniquement) les actifs acquis et les passifs pris en charge dans le cadre de l'opération; elle établit la juste valeur à la date d'acquisition à titre d'objectif d'évaluation pour tous les actifs acquis et les passifs pris en charge; et elle exige que l'acquéreur divulgue aux investisseurs et aux autres utilisateurs toute l'information dont ils ont besoin pour évaluer et comprendre la nature et l'incidence financière du regroupement d'entreprises. En avril 2009, le FASB a publié le FSP FAS 141(R)-1, lequel modifie et précise le SFAS No. 141(R) afin de résoudre les problèmes d'application soulevés par les auteurs des états financiers, les vérificateurs et les membres de la profession juridique relativement à la constatation et à l'évaluation initiale, à l'évaluation et à la comptabilisation subséquentes et à la présentation d'informations concernant les actifs et les passifs qui découlent d'éventualités dans un regroupement d'entreprises. Cette norme devra être appliquée prospectivement. La mise en application du SFAS No. 141(R) et du FSP FAS 141(R)-1, en vigueur le 1^{er} janvier 2009, n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En décembre 2007, le FASB a publié une directive au sujet de la *Consolidation* du Topic 810 de l'ASC (auparavant le « SFAS No. 160 ») de la Codification, portant sur la comptabilisation de la part des actionnaires sans contrôle dans les états financiers consolidés. Cette directive donne des précisions sur le classement de la part des actionnaires sans contrôle dans le bilan consolidé et sur le traitement comptable et la présentation des opérations entre l'entité publiante et les détenteurs de la part des actionnaires sans contrôle. La directive a pris effet au début du premier exercice ouvert à compter du 15 décembre 2008, et elle devait être appliquée de façon prospective, sauf en ce qui a trait au reclassement de la part des actionnaires sans contrôle dans les capitaux propres et à celui du bénéfice net (de la perte nette) attribuable tant à la participation majoritaire qu'à la part des actionnaires sans contrôle, lesquels prévoyaient une adoption rétrospective. La Société a adopté cette directive avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, laquelle n'a pas eu d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

En décembre 2008, la SEC a publié le règlement, intitulé *Modernization of Oil and Gas Reporting*, qui revoit les exigences relatives aux informations à fournir selon le Regulation S-K et le Regulation S-X en vue de les harmoniser avec les pratiques du secteur et les avancées technologiques. Les nouvelles exigences relatives aux informations à fournir comprennent des dispositions qui permettent le recours à de nouvelles technologies pour établir les réserves prouvées s'il a été démontré empiriquement que ces technologies produisent des conclusions fiables quant aux volumes des réserves. De plus, les nouvelles exigences relatives aux informations à fournir indiquent qu'une société doit : a) présenter ses contrôles internes à l'égard de l'estimation des réserves et l'indépendance et la qualification de son évaluateur ou vérificateur de réserves; b) déposer des rapports lorsqu'elle a recours à un tiers pour estimer les réserves ou mener une vérification des réserves; c) présenter les réserves de pétrole et de gaz au moyen d'un prix de base moyen fondé sur les douze mois précédents plutôt que sur les prix de clôture. Les dispositions de ce règlement ont pris effet pour notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. L'application de ce règlement n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

En août 2009, le FASB a publié l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2009-05, intitulé *Measuring Liabilities at Fair Value* (l'« ASU 09-05 »), relativement au Topic 820, *Fair Value Measurements and Disclosures*, qui a pris effet pour les premières périodes (y compris les périodes intermédiaires) commençant après la publication. L'ASU 09-05 exige que, aux fins de l'évaluation de la juste valeur des passifs, une entité utilise une ou plusieurs des techniques d'évaluation qui y sont prescrites lorsqu'un prix coté sur un marché actif pour des passifs identiques n'est pas disponible. L'ASU fournit également les clarifications suivantes : les entités ne sont pas tenues de fournir des données distinctes ou des ajustements à d'autres données relativement à l'existence de restrictions qui

empêchent le transfert de passifs au moment d'évaluer leur juste valeur; et les prix cotés sur un marché actif pour des passifs identiques à la date d'évaluation et les prix cotés pour des passifs identiques lorsque ceux-ci sont négociés comme des actifs sur un marché actif et que des ajustements doivent être apportés aux prix cotés des actifs, correspondent à des données liées à une évaluation de la juste valeur de niveau 1. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la Société.

DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONFORMÉMENT AUX PCGR DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (NON VÉRIFIÉ)

	2009				2008			
	Quatrième trimestre	Troisième trimestre	Deuxième trimestre	Premier trimestre	Quatrième trimestre	Troisième trimestre	Deuxième trimestre	Premier trimestre
Total des produits :								
PCGR du Canada	4 999 \$	7 991 \$	4 844 \$	5 824 \$	19 525 \$	26 159 \$	(3 249) \$	8 235 \$
PCGR des États-Unis	2 263 \$	6 826 \$	4 280 \$	3 783 \$	24 920 \$	40 800 \$	(15 453) \$	5 068 \$
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies :								
PCGR du Canada	(11 915) \$	(2 795) \$	(11 444) \$	(11 577) \$	(16 321) \$	4 822 \$	(18 547) \$	(8 430) \$
PCGR des États-Unis	(12 385) \$	(1 151) \$	(8 985) \$	(10 158) \$	(27 188) \$	20 206 \$	(30 201) \$	(10 728) \$
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées, déduction faite des impôts :								
PCGR du Canada	- \$	(23 290) \$	66 \$	(697) \$	2 341 \$	5 240 \$	(3 184) \$	(114) \$
PCGR des États-Unis	41 \$	(689) \$	1 151 \$	466 \$	(18 212) \$	5 618 \$	(2 780) \$	234 \$
Bénéfice net (perte nette) par action – activités poursuivies :								
PCGR du Canada	(0,04) \$	(0,01) \$	(0,04) \$	(0,04) \$	(0,06) \$	0,02 \$	(0,08) \$	(0,03) \$
PCGR des États-Unis	(0,04) \$	(0,00) \$	(0,03) \$	(0,04) \$	(0,11) \$	0,08 \$	(0,12) \$	(0,04) \$
Bénéfice net (perte nette) par action – activités abandonnées :								
PCGR du Canada	0,00 \$	(0,09) \$	0,00 \$	(0,00) \$	0,01 \$	0,02 \$	(0,01) \$	(0,00) \$
PCGR des États-Unis	0,00 \$	(0,00) \$	0,00 \$	0,01 \$	(0,06) \$	0,02 \$	(0,01) \$	0,00 \$

Les écarts entre la perte nette et la perte nette par action pour le deuxième trimestre de 2008 étaient principalement attribuables à un ajustement négatif additionnel de 12,2 M\$ de la juste valeur des instruments dérivés aux fins des PCGR des États-Unis. Les écarts entre le bénéfice net et le bénéfice net par action pour le troisième trimestre de 2008 étaient principalement attribuables à un ajustement positif additionnel de 14,6 M\$ de la juste valeur des instruments dérivés aux fins des PCGR des États-Unis. Les écarts entre la perte nette et la perte nette par action pour le quatrième trimestre de 2008 étaient principalement attribuables aux réductions de valeur additionnelles liées au plafonnement du coût entier aux fins des PCGR des États-Unis.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES AU SUJET DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE (NON VÉRIFIÉ)

(Tous les montants des tableaux sont exprimés en milliers de dollars américains, sauf les montants des réserves et les taux d'amortissement pour dépréciation)

Les renseignements suivants concernant les activités liées à la production pétrolière et gazière de la Société sont présentés conformément au Topic 932 de l'Accounting Standards Codification, intitulé *Extractive Activities – Oil and Gas (section 235-55)*, auparavant le SFAS No. 69 des États-Unis, intitulé *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities*.

Le 31 décembre 2008, la SEC a publié des règlements finaux relativement à la définition des réserves et aux exigences connexes en matière de présentation. Ces règlements s'appliquent aux estimations et présentations figurant dans les rapports annuels sur formulaire 10-K pour les exercices terminés à partir du 31 décembre 2009, incluant celles qui figurent dans le présent rapport. Ces nouveaux règlements ont une incidence sur nos estimations relatives aux réserves; nous devons notamment modifier la présentation de nos réserves au cours de l'exercice visé afin d'effectuer la transition des anciens aux nouveaux règlements. Nous avons opté pour une présentation de notre transition vers les nouveaux règlements qui, selon nous, illustre le mieux possible l'incidence de ces changements sur nos estimations relatives aux réserves et nous permet de présenter clairement comment nos estimations relatives aux réserves ont changé au cours de 2009 en fonction de nos activités d'exploitation, séparément de l'information relative à l'adoption des nouveaux règlements. Les renseignements supplémentaires non vérifiés au sujet des activités de production pétrolière et gazière pour 2009 sont présentés conformément aux nouvelles estimations relatives aux réserves et aux nouveaux règlements en matière de présentation, lesquels pourraient ne pas être appliqués rétrospectivement. Les renseignements pour 2007 et 2006 sont présentés conformément aux exigences en matière de présentation des activités liées à la production pétrolière et gazière du FASB en vigueur au cours de ces exercices.

Réserves de pétrole et de gaz

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz correspondent aux quantités de pétrole et de gaz naturel qui, en vertu d'analyses de données géoscientifiques et techniques, peuvent être estimées avec suffisamment de certitude comme étant susceptibles d'être productives de façon rentable à partir d'une date donnée et de réservoirs connus selon la conjoncture économique, les méthodes d'exploitation et les règlements gouvernementaux existants.

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz mises en valeur sont des réserves prouvées que la Société prévoit extraire : i) par l'entremise des puits existants au moyen du matériel et des méthodes d'exploitation existants, ou pour lesquels le coût du matériel requis est relativement mineur comparé au coût d'un nouveau puits et ii) par l'entremise de matériel d'extraction et d'infrastructures d'exploitation installés au moment de l'estimation des réserves si l'extraction s'effectue par des moyens qui ne comprennent pas un puits.

Les réserves estimatives de pétrole et de gaz sont incertaines et varieront à mesure que des renseignements additionnels quant aux champs producteurs et à la technologie deviennent disponibles et que la conjoncture évolue.

Les réserves présentées dans cette rubrique représentent la quote-part des réserves de la Société, exclusion faite des droits de redevance de tiers. Les réserves étaient fondées sur les estimations de la firme d'ingénieurs pétroliers indépendants GLJ Petroleum Consultants Ltd.

Les variations des réserves prouvées de pétrole nettes de la Société pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 sont les suivantes :

	Pétrole (kb)
	Chine
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2006	1 785
Révision des estimations antérieures	(22)
Production	(483)
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2007	1 280
Révisions des estimations antérieures	242 ¹
Production	(490)
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2008	1 032
Révisions des estimations antérieures	535 ²
Production	(466)
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2009	1 101

1. La révision des réserves de pétrole découle d'un rendement plus élevé du champ Dagang que celui prévu dans le rapport sur les réserves de 2007.
2. La révision des réserves de pétrole découle d'une amélioration de la production et du rendement des fractures à la propriété de Dagang comparativement aux prévisions du rapport sur les réserves de 2008.

Réserves prouvées nettes aux :

31 décembre 2007	1 071
31 décembre 2008	862
31 décembre 2009	885

Au cours de 2009, la Société a procédé à 6 stimulations de fractures pour un total d'environ 3,7 M\$ incluant les coûts indirects capitalisés, entraînant ainsi le reclassement d'une tranche de nos réserves non mises en valeur prouvées dans les réserves mises en valeur prouvées.

Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs nets actualisés et de leur variation à l'égard des réserves prouvées de pétrole et de gaz

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les flux de trésorerie futurs nets ont été calculés au moyen des prix ayant servi au calcul des réserves de pétrole prouvées de la Société (moyenne historique sur un exercice), ainsi que des coûts actuels et des taux d'imposition prévus par la loi (compte tenu des déductions fiscales) liés aux réserves de pétrole prouvées existantes. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, les flux de trésorerie futurs nets ont été calculés au moyen des prix à la clôture de l'exercice, des coûts à la clôture de l'exercice et des taux d'imposition prévus par la loi. La mesure normalisée suivante des flux de trésorerie futurs nets actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole a été calculée au moyen des prix de 58,00 \$, 41,57 \$ et 92,90 \$ par baril de pétrole en 2009, 2008 et 2007, respectivement. Un taux d'actualisation de 10 % a été appliqué pour déterminer la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs nets actualisés.

La Société est d'avis que cette information ne reflète pas la juste valeur de ses biens pétroliers et gaziers. Les flux de trésorerie nets réels différeront des flux de trésorerie nets estimatifs présentés dans la mesure où :

- la production future liée aux réserves prouvées différera de la production estimative;
- la production future peut également comprendre la production des réserves probables et potentielles;
- les prix et coûts futurs, au lieu de leur moyenne annuelle, s'appliqueront;
- les conditions économiques, d'exploitation et réglementaires existantes sont sujettes à changement.

La mesure normalisée des flux de trésorerie futurs nets actualisés au 31 décembre pour chacun des trois derniers exercices financiers terminés se présentait comme suit :

	2009
	Chine
Rentrées de fonds futures	63 862 \$
Frais de développement futurs et de remise en état	3 307
Coûts de production futurs	36 825
Impôts futurs	593
Flux de trésorerie futurs nets	23 137
Taux annuel d'actualisation de 10 %	4 589
Mesure normalisée	18 548 \$

	2008
	Chine
Rentrées de fonds futures	42 906 \$
Frais de développement futurs et de remise en état	3 310
Coûts de production futurs	22 934
Flux de trésorerie futurs nets	16 662
Taux annuel d'actualisation de 10 %	2 576
Mesure normalisée	14 086 \$

	2007
	Chine
Rentrées de fonds futures	118 911 \$
Frais de développement futurs et de remise en état	5 190
Impôts futurs	52 446
Coûts de production futurs	1 010
Flux de trésorerie futurs nets	60 265
Taux annuel d'actualisation de 10 %	10 674
Mesure normalisée	49 591 \$

Note : La Société a recours aux coûts actuels dans la préparation des renseignements présentés dans les tableaux précédents et dans le calcul des réserves prouvées. Cependant, les coûts de production futurs pourraient ne pas être facilement comparables aux coûts de production historiques. Les deux principaux facteurs rendant difficile l'analyse des coûts de production futurs comparativement aux dépenses historiques sont résumés ci-après :

1. En mars 2006, le ministère des Finances de la République populaire de Chine a publié un document intitulé *Administrative Measures on Collection of Windfall Gain Levy on Oil Exploration Business* (les « **mesures relatives aux redevances sur bénéfice exceptionnel** »). En vertu des mesures relatives aux redevances sur bénéfice exceptionnel, qui ont pris effet le 26 mars 2006, les entreprises exploitant et vendant du pétrole brut en République populaire de Chine sont assujetties à des redevances sur bénéfice exceptionnel si le prix moyen mensuel pondéré du pétrole brut dépasse 40 \$ le baril. Les redevances sur bénéfice exceptionnel sont imposées à des taux progressifs de 20 % à 40 % sur la tranche du prix de vente moyen pondéré excédant 40 \$ le baril. Par conséquent, le coût découlant des redevances sur bénéfice exceptionnel n'est pas lié aux volumes de production, mais plutôt au prix des marchandises. Par exemple, les prix du pétrole ayant augmenté en 2008, les redevances sur bénéfice exceptionnel ont aussi augmenté de façon importante, entraînant ainsi une augmentation de 13,46 \$ par baril pour 2008 comparativement à 2007. Les redevances sur bénéfice exceptionnel représentaient une tranche de 21,14 \$ par baril sur les coûts d'exploitation totaux de 43,92 \$ par baril de nos activités en Chine ou, en valeur absolue, une tranche de 10,4 M\$ sur les coûts totaux de 21,5 M\$, comparativement à une tranche de seulement 4,00 \$ par baril ou de 1,9 M\$ en valeur absolue pour 2009.
2. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, le champ Dagang a atteint la phase de « production commerciale » telle qu'elle est définie dans le contrat de partage de la production conclu avec notre partenaire CNPC. Par suite de ce changement, la Société n'est plus tenue d'assumer la totalité des charges d'exploitation, mais seulement une tranche de 82 % représentant sa quote-part « avant recouvrement des coûts ». Avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2009, le projet a atteint l'étape du recouvrement des coûts et la participation a changé pour passer à 51 % pour CNPC et à 49 % pour la Société. Dans notre rapport indépendant sur les réserves de 2008 qui a servi à la préparation de la présentation d'informations sur les mesures normalisées ci-dessus, le passage au ratio 49 %/51 % a été estimé en fonction du total des coûts à recouvrer.

Les variations de la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs nets actualisés au 31 décembre pour chacun des trois derniers exercices financiers terminés se présentaient comme suit :

	2009
	Chine
Vente de pétrole et de gaz, déduction faite des coûts de production	(14 777) \$
Variations nettes des prix et des coûts de production	6 396
Variation nette des frais de développement futurs	(3 536)
Frais de développement engagés au cours de l'exercice qui ont fait diminuer les frais de développement futurs	3 712
Révisions des estimations antérieures relatives à la quantité	11 106
Désactualisation	1 409
Variation nette des impôts	(593)
Variation des taux de production (calendrier) et autres	745
Augmentation	4 462
Mesure normalisée au début	14 086
Mesure normalisée à la fin	18 548 \$

	2008
	Chine
Vente de pétrole et de gaz, déduction faite des coûts de production	(26 855) \$
Variations nettes des prix et des coûts de production	(21 620)
Variation nette des frais de développement futurs	(2 708)
Frais de développement engagés au cours de l'exercice qui ont fait diminuer les frais de développement futurs	4 720
Révisions des estimations antérieures relatives à la quantité	3 739
Désactualisation	4 959
Variation nette des impôts	925
Variation des taux de production (calendrier) et autres	1 335
Diminution	(35 505)
Mesure normalisée au début	49 591
Mesure normalisée à la fin	14 086 \$

	2007
	Chine
Vente de pétrole et de gaz, déduction faite des coûts de production	(18 365) \$
Variations nettes des prix et des coûts de production	16 322
Variation nette des frais de développement futurs	(3 545)
Frais de développement engagés au cours de l'exercice qui ont fait diminuer les frais de développement futurs	10 188
Révisions des estimations antérieures relatives à la quantité	(898)
Désactualisation	4 279
Variation nette des impôts	(925)
Variation des taux de production (calendrier) et autres	(257)
Augmentation	6 799
Mesure normalisée au début	42 792
Mesure normalisée à la fin	49 591 \$

Les coûts engagés relativement à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers et les activités d'exploration et de mise en valeur des biens pétroliers et gaziers de la Société sont les suivants :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2009	2008	2007
Canada			
Acquisition de biens			
Non prouvés	1 361 \$	75 732 \$	- \$
Exploration	11 119	5 357	-
	<u>12 480</u>	<u>81 089</u>	<u>-</u>
Équateur			
Acquisition de biens			
Non prouvés	-	863	-
Exploration	5 301	591	-
	<u>5 301</u>	<u>1 454</u>	<u>-</u>
Asie			
Acquisition de biens			
Prouvés	11 161	-	-
Exploration	1 253	1 956	11 611
Mise en valeur	3 785	6 420	11 881
	<u>16 199</u>	<u>8 376</u>	<u>23 492</u>
Total	<u>33 980 \$</u>	<u>90 919 \$</u>	<u>23 492 \$</u>

Les taux d'épuisement aux fins des PCGR des États-Unis, calculés par bep de la production nette, se présentent comme suit :

Chine		
Exercice terminé le 31 décembre 2009	16,06 \$	
Exercice terminé le 31 décembre 2008	41,61 \$	
Exercice terminé le 31 décembre 2007	32,73 \$	

Les résultats d'exploitation tirés des activités liées au pétrole et au gaz pour les exercices terminés les 31 décembre se présentent comme suit :

	2009	2008	2007
Produits tirés de la vente de pétrole et de gaz	24 968 \$	48 370 \$	31 365 \$
Charges d'exploitation	10 191	21 515	13 000
Déplétion :	7 479	20 385	15 832
Provision pour moins-value	-	21 560	5 850
Résultats d'exploitation tirés des activités liées au pétrole et au gaz	<u>7 298 \$</u>	<u>(15 090) \$</u>	<u>(3 317) \$</u>

RUBRIQUE 9. MODIFICATIONS DE LA PRÉSENTATION DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE ET DIVERGENCES D'OPINIONS AVEC LES COMPTABLES À CE SUJET

Aucune.

RUBRIQUE 9A. CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction de la Société, notamment notre chef de la direction et notre chef des finances, a effectué une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société, au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de l'*Exchange Act*, au 31 décembre 2009. En se fondant sur cette évaluation, la direction a conclu que 1) ces contrôles et procédures sont conçus de façon à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose aux termes de l'*Exchange Act* est recueillie et communiquée au chef de la direction et au chef des finances de la Société afin de leur permettre de prendre des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information et que 2) ces contrôles et procédures permettent d'accomplir efficacement les objectifs de contrôle puisqu'ils fournissent l'assurance raisonnable que toute l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose aux termes de l'*Exchange Act* est enregistrée, traitée, condensée et communiquée dans les délais prévus par les règles et formulaires de la SEC. Quel que soit le niveau d'efficacité de la conception et du fonctionnement, les contrôles et procédures ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable quant à l'atteinte des objectifs de contrôle désirés.

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Il incombe à la direction de la Société d'établir et de maintenir un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière. Un contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par le chef de la direction et le chef des finances de la Société, ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres employés de la Société, pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus, et qui comprend les politiques et procédures qui :

- concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la Société;
- fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la Société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la Société;
- fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée des actifs de la Société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est soit interdite, soit détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situations ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue. La direction de la Société a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2009. La direction de la Société a effectué son évaluation selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (le « COSO ») de la Treadway Commission. En se fondant sur son évaluation, la direction a conclu qu'au 31 décembre 2009, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace selon ces critères. La direction a examiné les résultats de son évaluation avec le comité de vérification du conseil d'administration. Deloitte & Touche s.r.l., les comptables agréés inscrits indépendants de la Société ayant vérifié les états financiers inclus à la rubrique 8 du présent formulaire 10-K, ont également vérifié l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2009, comme il est énoncé dans leur rapport présenté ci-après.

/s/ Robert M. Friedland

Robert M. Friedland
Chef de la direction

/s/ Gerald D. Schiefelbein

Gerald D. Schiefelbein
Chef des finances

Le 12 mars 2010

RAPPORT DES COMPTABLES AGRÉÉS INSCRITS INDÉPENDANTS

Au conseil d'administration et aux actionnaires
d'Ivanhoe Energy Inc.,

Nous avons vérifié le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Ivanhoe Energy Inc. et de ses filiales (la « Société ») au 31 décembre 2009, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. Il incombe à la direction de la Société de maintenir un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et d'effectuer l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle, dont les conclusions sont présentées dans le Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société, en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes établies par le Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que le vérificateur planifie et exécute la vérification de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu à tous les égards importants. Notre vérification a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'appréciation du risque de faiblesse importante, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre appréciation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances. Nous jugeons que notre vérification fournit un fondement raisonnable à notre opinion.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu par le chef de la direction et le chef des finances de la société ou par des personnes exerçant des fonctions analogues, ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres employés de la société, pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent l'assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; 3) fournissent l'assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est soit interdite, soit détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, y compris la possibilité qu'il y ait collusion ou que la direction contourne illégitimement les contrôles, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes en temps opportun. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

À notre avis, la Société maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Nous avons également vérifié, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé à cette date. Notre rapport daté du 12 mars 2010 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers.

(signé) « Deloitte & Touche s.r.l. »

Comptables agréés inscrits indépendants
Calgary, Canada
Le 12 mars 2010

MODIFICATION DU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucun changement concernant le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'est survenu au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2009 qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

RUBRIQUE 9B. AUTRES RENSEIGNEMENTS

Aucun.

PARTIE III

RUBRIQUE 10. ADMINISTRATEURS, MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION ET GOUVERNANCE

Le tableau suivant présente le nom de chacun de nos administrateurs et des membres de notre haute direction, leur âge, le poste qu'ils occupent auprès de la Société et le moment de leur entrée en fonction. Chacun des administrateurs est élu pour un mandat de un an ou jusqu'à l'élection ou à la nomination en bonne et due forme de son remplaçant. Leur maintien en fonction est laissé à l'appréciation du conseil d'administration.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Âge</u>	<u>Poste occupé auprès de l'émetteur assujéti</u>
A. ROBERT ABBOUD Barrington Hills, Illinois	80	Coprésident du conseil et administrateur en chef indépendant (depuis mai 2006)
ROBERT M. FRIEDLAND Singapour	59	Coprésident-directeur du conseil, président et chef de la direction (depuis mai 2008) et administrateur (depuis février 1995)
HOWARD R. BALLOCH Beijing, Chine	58	Administrateur (depuis janvier 2002)
ROBERT G. GRAHAM Ottawa (Ontario)	56	Administrateur (depuis avril 2005)
ROBERT A. PIRRAGLIA Wellington, Floride	60	Administrateur (depuis avril 2005)
BRIAN F. DOWNEY, CMA Lake in the Hills, Illinois	68	Administrateur (depuis juillet 2005)
PETER G. MEREDITH, CA Vancouver (Colombie-Britannique)	66	Administrateur (depuis décembre 2007)
GERALD D. SCHIEFELBEIN Sycamore, Illinois	52	Chef des finances (depuis novembre 2009)
DAVID A. DYCK Calgary (Alberta)	49	Vice-président directeur, Marchés des capitaux (depuis janvier 2010)
IAN BARNETT Toronto (Ontario)	55	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise (depuis mars 2007)
MICHAEL A. SILVERMAN Houston, Texas	57	Vice-président directeur, Technologie et chef de la technologie (depuis septembre 2007)
EDWIN J. VEITH Frazier Park, Californie	51	Vice-président directeur, Activités en amont (depuis septembre 2007)
K.C. PATRICK CHUA Hong Kong, Chine	54	Vice-président directeur (depuis juin 1999)
GERALD G. MOENCH Lethbridge (Alberta)	61	Vice-président directeur (depuis juin 1999)

Tous les administrateurs ont été élus lors de notre dernière assemblée générale annuelle des actionnaires (l'« **assemblée générale annuelle** ») tenue le 15 avril 2009. Le mandat de chaque administrateur prend fin à notre assemblée générale annuelle suivante, à moins que l'administrateur ne quitte son poste plus tôt conformément à nos règlements administratifs. Il n'existe aucun lien de parenté entre nos administrateurs, nos membres de la direction ou nos employés clés.

Aux termes de notre acquisition d'Ensyn, nous avons octroyé à Ensyn le droit de mettre en nomination deux candidats à l'élection au conseil d'administration et nous avons convenu de faire tout notre possible afin de réélire chaque année les candidats d'Ensyn à notre conseil d'administration pendant une période d'au moins cinq ans. Les personnes désignées d'Ensyn, MM. Robert G. Graham et Robert A. Pirraglia, ont été initialement nommés au conseil d'administration le 15 avril 2005.

Robert Abboud - M. Abboud est coprésident du conseil et administrateur en chef indépendant de la Société depuis mai 2006 et est membre du comité de vérification, du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise, du comité de la rémunération et des avantages et du comité de direction de la Société. Depuis 1984, M. Abboud est président et chef de la direction de A. Robert Abboud and Company, société de placement privé, et travaille dans les secteurs du pétrole et du gaz, bancaire et des affaires étrangères depuis 46 ans. Auparavant, il a été président et chef de l'exploitation d'Occidental Petroleum Corporation,

président du conseil et chef de la direction de First Chicago Corporation et de The First National Bank of Chicago, président du conseil et chef de la direction de First City Bancorporation of Texas, président du conseil d'ACB International, Ltd., coentreprise constituée de la Banque de Chine et d'une filiale des Ministères des Affaires étrangères et du Commerce de Chine. M. Abboud a été membre du conseil d'administration d'AMOCO et président du comité de vérification d'AAR Corporation, d'Alberto-Culver Company, d'Hartmarx Corporation, d'ICN Pharmaceuticals Inc. et d'Inland Steel Industries. Il détient un baccalauréat ès arts (avec distinction) de l'Université d'Harvard, un J.D. de la Harvard Law School et une maîtrise en administration des affaires de la Harvard Business School. Il est de plus membre de l'Illinois Bar Association et du Massachusetts Bar Association, de même que du Federal Bar Association et de l'American Bar Association. M. Abboud a été appelé à siéger à notre conseil en raison de sa grande expérience tant au niveau de la haute direction qu'au niveau du conseil dans les secteurs du pétrole et du gaz et de la finance internationale, ainsi que pour le sens des finances, les connaissances en matière de stratégie, le jugement profond démontré sur le plan commercial et l'expérience des affaires internationales qu'il apporte à la Société.

Robert Friedland - M. Friedland est coprésident-directeur du conseil, président et chef de la direction de la Société depuis mai 2008. Il est cofondateur de la Société et administrateur depuis février 1995 et a été vice-président du conseil de la Société de juin 1999 à mai 2008. M. Friedland est président du comité de direction de la Société depuis sa formation en octobre 2008. Il est également président exécutif du conseil d'Ivanhoe Mines Ltd., société ouverte canadienne détenant d'importantes participations d'exploitation, de mise en valeur et d'exploration dans la région de l'Asie-Pacifique depuis 1994, et est président du conseil (depuis 1991) et président (depuis 1988) d'Ivanhoe Capital Corporation, société privée située à Singapour qui se spécialise dans la fourniture de capital de risque et de financement de projets pour les entreprises internationales, principalement celles qui exercent des activités dans les secteurs de l'énergie et des minéraux. Il est également président du conseil d'Ivanhoe Nickel & Platinum Ltd. depuis 2000 et a été président de cette société de 2003 à 2008. Depuis mai 2009, il est président du conseil de Potash One Inc., société ouverte canadienne. La contribution de M. Friedland au sein de notre conseil est importante à plusieurs niveaux, particulièrement sa grande expérience dans le domaine du financement de sociétés internationales et à titre de membre de la haute direction et d'administrateur de bon nombre de sociétés internationales axées sur les ressources naturelles et ses antécédents éprouvés dans l'exploration et la découverte de plusieurs gîtes importants au Canada, en Mongolie et ailleurs.

Howard Balloch - M. Balloch est administrateur de la Société depuis janvier 2002. Il est président du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise ainsi que du comité de la rémunération et des avantages, en plus d'être membre du comité de vérification et du comité de direction. Depuis 2001, M. Balloch est président de The Balloch Group, cabinet de conseil financier qu'il a fondé. De 2001 à 2006, il a été président et chef de la direction du Canada China Business Council. M. Balloch est un diplomate canadien d'expérience. Il a été ambassadeur du Canada auprès de la République populaire de Chine, de la Mongolie et de la République populaire démocratique de Corée de 1996 à 2001 après avoir travaillé pendant 20 ans au ministère des Affaires étrangères et du Commerce international du gouvernement du Canada. M. Balloch a reçu un baccalauréat ès arts (avec spécialisation) en sciences politiques et en économie et une maîtrise ès arts en relations internationales de l'Université McGill; il a également achevé des études de doctorat à l'Université de Toronto et à la Fondation Nationale de Sciences Politiques, à Paris. M. Balloch a été choisi pour siéger à notre conseil en raison de son expérience en tant que diplomate canadien et homme d'affaires international, de ses connaissances approfondies dans les domaines des affaires étrangères et de l'environnement politique et réglementaire de plusieurs régions clés dans lesquelles la Société exerce ses activités, y compris la Chine, et de ses connaissances et son expérience en matière de gouvernance de sociétés ouvertes.

D^r Robert Graham - D^r Graham est administrateur de la Société depuis avril 2005 et a été chef de la technologie d'avril 2007 à septembre 2007. D^r Graham a cofondé Ensyn Group, Inc. (« **Ensyn** ») et a été membre du conseil de celle-ci en plus d'y avoir occupé plusieurs postes de haut dirigeant jusqu'à ce que la Société en fasse l'acquisition en 2005. Depuis, il est président du conseil (depuis juin 2007) et chef de la direction (depuis juillet 2008) et a été président et chef de la direction (d'avril 2005 à juin 2007) d'Ensyn Corporation. D^r Graham travaille depuis le début des années 1980 au développement commercial des technologies d'affinage de la biomasse et de la valorisation des produits pétroliers RTP^{MC}. Ses travaux ont culminé avec la mise en oeuvre des activités commerciales de RTP à la fin des années 1980 dans le secteur du bois et la constitution d'Ensyn Renewables Inc. pour tirer profit de projets commerciaux pour ce type d'activité. En 1997, le Dr Graham a initié l'application de la technologie commerciale RTPMC dans le secteur pétrolier. D^r Graham a reçu un baccalauréat ès sciences et un baccalauréat ès sciences avec distinction de la Carlton University, une maîtrise en ingénierie et un doctorat en génie chimique de la University of Western Ontario. D^r Graham apporte une expertise et une expérience uniques à notre conseil en tant que créateur de la technologie HTL^{MC}, scientifique et homme d'affaires possédant une grande expérience du secteur de la technologie.

Robert Pirraglia - M. Pirraglia est administrateur de la Société depuis avril 2005 et a agi à titre de président du comité de développement des affaires d'août 2007 à mai 2008. Il est actuellement membre du comité de la rémunération et des avantages ainsi que du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise. M. Pirraglia est ingénieur et avocat possédant plus de 25 ans d'expérience en développement de projets liés à l'énergie et de projets utilisant des technologies novatrices. Il est membre du conseil d'Ensyn depuis 1996 et a été chef de l'exploitation de cette société de septembre 1998 à avril 2005. D'avril 2005 à octobre 2007, il a été vice-président directeur d'Ensyn Corporation. De plus, il est administrateur de Pirraglia Associates, Inc. et de RRP Development Holdings, LLC. Outre le fait d'être fondateur et administrateur de plusieurs sociétés d'énergie et de traitement de déchets, M. Pirraglia a fourni des services de conseils en affaires et en gestion à plusieurs sociétés américaines, canadiennes et européennes. Il a reçu un

baccalauréat en génie électrique de la New York University et un J.D. de la Fordham University School of Law. M. Pirraglia apporte à notre conseil une expérience et une expertise importantes dans les domaines juridique, technique et de gestion de projets, de même qu'une expérience en matière de gouvernance en tant qu'administrateur de sociétés ouvertes.

Brian Downey - M. Downey s'est joint au conseil d'administration en juillet 2005 et a été nommé président du comité de vérification au même moment. M. Downey est également membre du comité de la rémunération et des avantages et du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise. Il est président de Downey & Associates Management Inc. depuis juillet 1986 et, depuis janvier 1982, conseiller financier de Lending Solutions, Inc., centre d'appel offrant tous les services de prêts situé aux États-Unis et dont les clients sont principalement des institutions financières américaines et canadiennes. De 1995 à 2002, il a été directeur et chef de la direction de Lending Solutions, Inc. et, de 1986 à 1995, il a été président et chef de la direction de Credit Union Central of Canada, l'association professionnelle nationale et gestionnaire national des liquidités de toutes les coopératives de crédit du Canada. M. Downey s'est vu remettre le titre de comptable en management accrédité (CMA) de l'Université du Manitoba et est membre de la Society of Management Accountants of Ontario. M. Downey a été choisi pour agir en tant qu'administrateur au sein de notre conseil en raison de sa grande expérience et expertise au niveau des finances et de la comptabilité. M. Downey est l'« expert financier du comité de vérification » de la Société, au sens attribué à l'expression « audit committee financial expert » dans la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*.

Peter Meredith - M. Meredith s'est joint au conseil d'administration en décembre 2007 et est membre du comité de direction. Auparavant, de 1996 à 1999, il a été administrateur de la Société et de juin 1999 à janvier 2000, il a été chef des finances de la Société. M. Meredith est vice-président du conseil d'Ivanhoe Mines Ltd. depuis mai 2006 et a été chef des finances d'Ivanhoe Mines de mai 2004 à mai 2006, ainsi que de juin 1999 à novembre 2001. Il est actuellement président du conseil (depuis octobre 2009) et a été auparavant chef de la direction (de juin 2007 à octobre 2009) de SouthGobi Energy Resources Ltd. et il a également été chef des finances d'Ivanhoe Capital Corporation de 1996 à mars 2009. Avant d'entrer au service de la Société, M. Meredith a travaillé pendant 31 ans chez Deloitte & Touche s.r.l., comptables agréés, où il a été associé jusqu'en 1996. De 1991 à 1996, il a été membre de son conseil d'administration canadien. M. Meredith est comptable agréé et est membre de l'Institute of Chartered Accountants of British Columbia, de l'Institute of Chartered Accountants of Ontario et de l'Ordre des comptables agréés du Québec. Il est également comptable en management accrédité (CMA) et membre de la Certified Management Accountants Society of British Columbia. M. Meredith a été choisi pour agir en tant qu'administrateur au sein de notre conseil en raison de sa grande expérience à titre de haut dirigeant et d'administrateur au sein de sociétés internationales du secteur des ressources, ainsi que pour son expertise dans les domaines de la comptabilité générale, de la communication financière et du financement des entreprises, de même que pour sa connaissance approfondie des activités de la Société et des exigences politiques et réglementaires des régions dans lesquelles la Société exerce ses activités et qui découlent du rôle important qu'il a joué dans les affaires de la Société et celles d'autres sociétés exerçant leurs activités dans des régions similaires depuis 1996.

Gerald Schiefelbein - M. Schiefelbein est chef des finances de la Société depuis novembre 2009. Auparavant, il a été chef des finances, Pétrole des Amériques (de septembre 2007 à février 2009) et contrôleur, Pétroles des Amériques (de février 2006 à septembre 2007) de BP p.l.c. et contrôleur, Autres affaires et siège social (de septembre 2003 à février 2006) pour BP p.l.c., l'une des plus grandes sociétés d'énergie au monde.

Gordon Lancaster - M. Lancaster a agi à titre de chef des finances de la Société de janvier 2004 à novembre 2009. Avant d'entrer au service de la Société, il a été vice-président, Finances et chef des finances de Xantrex Technology Inc. (de juillet 2003 à décembre 2003) et vice-président, Finances et chef des finances de Power Measurement, Inc. (d'août 2000 à juin 2003).

David Dyck - M. Dyck est vice-président directeur, Marchés des capitaux de la Société depuis janvier 2010. Il est également président et chef de la direction de notre filiale Ivanhoe Energy Canada Inc. depuis octobre 2009. Avant son entrée en service d'Ivanhoe Energy Canada, M. Dyck a été président et chef de la direction de LeaRidge Capital Inc. (de janvier 2008 à octobre 2009) et vice-président directeur, Finances et chef des finances de Western Oil Sands Inc. (d'avril 2000 à octobre 2007).

Ian Barnett - M. Barnett est vice-président directeur, Expansion de l'entreprise de la Société depuis mars 2007. De novembre 2005 à mars 2007, il a été vice-président, Finances de la Société et de janvier 2005 à novembre 2005, il a été conseiller de la Société. M. Barnett est administrateur d'Ensyn Corporation. Il est également cofondateur et administrateur d'Heptagon Investments Ltd. depuis 1991, et est administrateur et conseiller d'Ensyn depuis 1999.

Michael Silverman - M. Silverman est vice-président directeur, Technologie et chef de la technologie de la Société depuis septembre 2007. De mai 2007 à septembre 2007, il a été vice-président, Technologie de la Société. Avant d'entrer au service de la Société, M. Silverman a été vice-président, Pétrochimie (de mai 2004 à mai 2007) et directeur, Centre de la technologie (de mai 2000 à mai 2004) de KBR, Inc.

Edwin Veith - M. Veith est vice-président directeur, Activités en amont de la Société depuis septembre 2007. M. Veith est également vice-président, Technologie HTL d'Ivanhoe Energy (USA) Inc. depuis novembre 2005. De juin 2001 à novembre 2005, il a été ingénieur en chef des gisements d'Ivanhoe Energy (USA) Inc.

K.C. Patrick Chua - M. Chua est vice-président directeur de la Société depuis juin 1999 et président du conseil de la filiale de la Société, Sunwing Energy Ltd., depuis avril 2004. De mars 2000 à avril 2004, il a été président de Sunwing.

Gerald Moench - M. Moench est vice-président directeur de la Société depuis juin 1999 et président de Sunwing, la filiale de la Société, depuis avril 2004.

Comme l'exige la *Loi sur les sociétés par actions* (Yukon), notre conseil d'administration a mis en place un comité de vérification. Il a également formé un comité de la rémunération et des avantages, un comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise ainsi qu'un comité de direction. Les membres du comité de vérification sont MM. Brian F. Downey, Howard R. Balloch et A. Robert Abboud. Le conseil a déterminé que M. Downey, l'un de nos administrateurs indépendants actuels, est l'expert financier du comité de vérification. Nous sommes d'avis que son expérience de travail acquise à titre de comptable en management accrédité ainsi que sa vaste expérience cumulée à des postes de direction dans les domaines de la finance et des affaires qualifient M. Downey à titre d'expert financier du comité de vérification. Les membres actuels du comité de la rémunération et des avantages sont MM. Howard R. Balloch (président), Robert A. Pirraglia, A. Robert Abboud et Brian F. Downey. Les membres actuels du comité de mises en candidature et de la gouvernance sont MM. Howard R. Balloch (président), Robert A. Pirraglia, Brian F. Downey et A. Robert Abboud. Les membres actuels du comité de direction sont Robert M. Friedland, A. Robert Abboud, Howard R. Balloch et Peter G. Meredith.

La direction est responsable de notre processus de communication de l'information financière, y compris notre système de contrôle interne sur la communication de l'information financière, et de la préparation des états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Nos comptables agréés inscrits indépendants sont chargés de la vérification des états financiers. Les membres du comité de vérification ne font pas partie de nos employés et ne sont pas des comptables ou des vérificateurs professionnels. Le but premier du comité de vérification est d'aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités en examinant l'information financière fournie aux actionnaires et à d'autres tiers, de même que les systèmes de contrôle interne que la direction a mis sur pied afin de préserver ses actifs et le processus de vérification. Il n'incombe pas au comité de vérification d'effectuer des vérifications, des examens ou des procédures comptables, ni de déterminer si nos états financiers sont complets et exacts et s'ils sont conformes aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Lorsque le comité de vérification fait des recommandations au conseil d'administration, il se fonde sur les déclarations de la direction selon lesquelles les états financiers ont été préparés avec intégrité et objectivité et sont conformes aux principes comptables généralement reconnus au Canada, de même que sur l'opinion des comptables agréés indépendants énoncée dans leur rapport sur nos états financiers.

Autres postes d'administrateurs au sein de sociétés ouvertes

Le texte qui suit présente des renseignements à l'égard des postes d'administrateurs détenus par nos administrateurs au sein de sociétés ouvertes et de fonds commun de placement agréé au cours des cinq dernières années.

MM. Howard R. Balloch, Peter G. Meredith et Robert M. Friedland sont tous des administrateurs d'Ivanhoe Mines Ltd. M. Balloch est également administrateur de Methanex Corporation et de Tiens Biotech Group USA Inc. et a été auparavant administrateur d'East Energy Corp. MM. Friedland et Meredith sont tous deux administrateurs d'Ivanhoe Australia Limited, et M. Friedland est également administrateur de Potash One Inc., société ouverte canadienne. M. Meredith est également administrateur d'Entrée Gold Inc., SouthGobi Energy Resources Ltd. et de Great Canadian Gaming Corporation, et a été auparavant administrateur de Jinshan Gold Mines Inc. et d'Olympus Pacific Minerals Inc.

Code de conduite et de déontologie

Nous avons un code de conduite et de déontologie auquel l'ensemble des employés, des conseillers, des dirigeants et des administrateurs, sans égard à leur poste au sein de notre organisation, sont tenus de se conformer en tout temps et en tout lieu où nous exerçons nos activités. Celui-ci stipule que nos employés, nos conseillers, nos dirigeants et nos administrateurs doivent honorer notre engagement visant à promouvoir une culture d'honnêteté, d'intégrité et de transparence, et que nous exigeons une conduite professionnelle et éthique de leur part. On peut également en obtenir un exemplaire sans frais sur demande auprès de Ivanhoe Energy Inc., Suite 654-999 Canada Place, Vancouver (Colombie-Britannique), Canada V6C 3E1, à l'attention de la secrétaire de la Société, ou par téléphone au 604-688-8323.

RUBRIQUE 11. RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

Nous sommes un émetteur fermé étranger qui dépose volontairement ses rapports annuels sur formulaire 10-K. Tel que le permet la rubrique 402(a)(1) du Règlement S-K, nous nous conformons aux exigences applicables au Canada en ce qui a trait à la rémunération de la haute direction (Formulaire 51-102A6 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières), qui, nous le croyons, traitent des exigences des rubriques 6.B et 6.E.2 du formulaire 20-F et exigent plus de renseignements détaillées que ces dernières.

ÉNONCÉ DE LA RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

Conformément aux exigences des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada, la rémunération de la haute direction est divulguée ci-après pour les personnes qui ont agi à titre de chef de la direction ou de chef des finances de la Société au cours de l'exercice 2009 et pour chacun des trois membres de la haute direction les mieux rémunérés de la Société, dont la rémunération globale annuelle au cours de l'exercice 2009 dépassait 150 000 \$ CA (collectivement, les « membres de la haute direction visés »).

ANALYSE DE LA RÉMUNÉRATION

Philosophie et objectifs du comité de la rémunération et des avantages sociaux

Le programme de rémunération de la haute direction de la Société est géré par le comité de la rémunération et des avantages sociaux (le « comité de la rémunération »). Les membres du comité de la rémunération sont tous des administrateurs indépendants ne faisant pas partie de la direction. Après l'examen et l'approbation du comité de la rémunération, les décisions relatives à la rémunération de la haute direction sont communiquées à l'ensemble du conseil d'administration qui les approuve par la suite.

En établissant la nature et le montant de la rémunération des membres de la haute direction de la Société, cette dernière cherche à réaliser les objectifs ci-après, en leur accordant à peu près le même niveau d'importance :

- offrir un incitatif avantageux à la direction pour qu'elle contribue à la réalisation des objectifs d'entreprise de la Société à court terme et à long terme;
- s'assurer que les intérêts des membres de la haute direction de la société et ceux des actionnaires de la Société sont harmonisés;
- permettre à la Société de recruter, de fidéliser et de motiver les membres de la haute direction les plus compétents, compte tenu de la forte concurrence pour le recrutement de personnel qualifié dans le secteur d'activités de la Société;
- reconnaître que le succès de la mise en place de la stratégie d'entreprise de la Société ne peut pas nécessairement être mesuré à ce stade de son développement, en tenant seulement compte des critères d'évaluation quantitatifs du rendement de l'entreprise ou de la personne;
- offrir une rémunération équitable, transparente et valable.

Faits récents portant sur la rémunération de la haute direction

Le 15 novembre 2009, M. Gerald Schiefelbein a été nommé chef des finances de la Société pour succéder à M. Gordon Lancaster à la suite de son départ à la retraite. Le 1^{er} octobre 2009, M. David Dyck a nommé élu président et chef de la direction d'Ivanhoe Energy Canada Inc. Il a également été nommé vice-président directeur, Marchés des capitaux, de la Société le 26 janvier 2010.

Comment prenons-nous des décisions en matière de rémunération?

Le comité de la rémunération supervise et établit les lignes directrices générales et les principes généraux de la mise en œuvre de la politique de rémunération à l'intention des membres de la haute direction de la Société, évalue le rendement individuel des membres de la haute direction de la Société et fait des recommandations au conseil d'administration. Selon ces recommandations, le conseil d'administration prend des décisions concernant la nature et l'étendue de la rémunération devant être versée aux membres de la haute direction de la Société. Le comité de la rémunération fonde les recommandations qu'il formule au conseil sur sa philosophie en matière de rémunération et le rendement de la Société et de chacun des membres de la haute direction.

Tous les ans, le comité de la rémunération examine la rémunération en numéraire, les primes liées au rendement et le régime de rémunération global de chacun des membres de la haute direction de la Société, et formule des recommandations au conseil à cet égard.

Habituellement, les décisions à l'égard des rajustements apportés au salaire de base sont prises au cours du premier trimestre d'un nouvel exercice. Bien que des objectifs individuels précis ne sont pas établis pour les membres de la haute direction pour l'exercice 2009, dans le cours normal des affaires, les objectifs visant les primes liées au rendement pour l'exercice suivant sont établis avant le début de celui-ci et les décisions concernant les primes réelles sont prises à un moment donné pendant le premier trimestre suivant la fin de l'exercice. Des primes incitatives peuvent être attribuées en tout temps au cours de l'exercice, mais le sont habituellement au cours du premier trimestre suivant la fin de l'exercice. Dans le cours normal, la direction formule ses recommandations en matière de rémunération au comité de la rémunération pour que celui-ci les étudie.

Le comité de la rémunération peut demander à des consultants de lui fournir des conseils, au besoin, en ce qui a trait à la rémunération. Cependant, le comité de la rémunération n'a retenu les services d'aucun consultant externe en 2009. En 2007, la Société a adopté un programme de rémunération fondé sur une série de paramètres de rémunération quantitatifs et qualitatifs à l'intention des

membres de la haute direction et du personnel de gestion ne faisant pas partie de la direction de la Société. Ce programme était inspiré d'un rapport qui a été préparé par un consultant externe en 2005 et d'un examen interne des politiques et des pratiques en matière de rémunération de la Société. Le programme de rémunération a été conçu pour inciter les membres à travailler pour la Société et à les garder en poste, pour augmenter le rendement de la Société et pour récompenser de façon plus particulière les aptitudes les plus essentielles à l'élaboration des plans d'affaires de la Société. Au cours du dernier trimestre de 2008 et du premier trimestre de 2009, la situation financière de la Société était relativement faible. Par conséquent, presque toutes les décisions en matière de rémunération de la haute direction qui ont été prises à cette époque étaient fondées sur la capacité de payer de la Société et les principes selon lesquels le programme de rémunération de 2007 a été fondé étaient largement subordonnées par ce facteur prépondérant. En outre, aucun objectif ni aucune cible de rendement n'a été adoptés en fonction desquels les décisions en matière de rémunération de la haute direction pour l'exercice 2009 peuvent être fondées.

La situation financière de la Société s'est améliorée au cours du deuxième trimestre de 2009 jusqu'au premier trimestre de 2010. Puisqu'aucun objectif ni aucune cible de rendement n'ont été adoptés en fonction desquels les décisions en matière de rémunération de la haute direction pour l'exercice 2009 peuvent être fondées, le comité de la rémunération a pris ses décisions en fonction des données de l'industrie et le rôle qu'ont joué les membres de la haute direction en relation avec le rendement et les réalisations de l'entreprise au cours de 2009 afin d'établir les salaires de base de 2010 et les primes pour l'exercice 2009.

À la lumière des changements importants apportés à l'équipe de direction de la Société au cours du deuxième semestre de 2009, le comité de la rémunération a décidé d'adopter un nouveau programme de rémunération pour 2009 et les années à venir et a demandé aux membres de la haute direction de lui présenter une série de propositions relatives à la rémunération des hauts dirigeants pour le deuxième trimestre de 2010.

Éléments composant la rémunération totale

De façon générale, la rémunération versée par la Société aux membres de la haute direction est composée d'un salaire de base, de primes annuelles liées au rendement (que ce soit, en numéraire, sous forme d'actions ordinaires entièrement libérées ou une combinaison des deux) et d'un incitatif en actions. La politique de rémunération de la Société démontre qu'elle croit qu'un élément composant la rémunération totale pour les membres de la haute direction de la Société devrait être « à risque », soit sous forme d'actions ordinaires ou d'options d'achat d'actions incitatives, de façon à créer un incitatif avantageux pour faire augmenter la valeur pour les actionnaires. Pour fixer les niveaux de rémunération, le comité de la rémunération tient compte du rendement passé d'un membre de la haute direction et des attentes de rendement futures, et examine également la rémunération cumulative versée aux membres de la haute direction ainsi que des comparaisons internes entre ceux-ci au sein de la Société. À ce stade de développement de la Société, cette dernière évalue également les ressources liquides dont elle dispose.

Le texte ci-après résume l'objectif principal de chacun des éléments composant la rémunération et son importance :

- Salaire de base — salaire versé en numéraire selon un montant fixe dans le cadre de l'exercice des fonctions quotidiennes.
- Primes liées au rendement — attributions de primes annuelles, versées sous forme d'actions ordinaires, en numéraire, ou une combinaison des deux, et reçues lorsque les objectifs stratégiques de la Société, des unités d'exploitation et de chaque personne sont atteints.
- Primes incitatives — incitatifs en actions, sous forme d'options d'achat d'actions, attribués en vue d'harmoniser la rémunération aux réalisations des objectifs de la Société, de créer une valeur pour les actionnaires et de fidéliser les membres de la haute direction plus longtemps.

Pour prendre des décisions en matière de rémunération relativement à ces éléments, le comité de la rémunération examine à la fois la rémunération cumulative versée aux membres de la haute direction et les comparaisons internes entre ceux-ci au sein de la Société.

Groupe de comparaison

Les échelles initiales des salaires de la Société ont été établies en 2005 et étaient fondées sur celles d'un certain nombre de sociétés pétrolières et gazières du Canada et des États-Unis qui exercent des activités à l'échelle internationale et qui ont une capitalisation boursière semblable, sur des sociétés du secteur de l'énergie établies en Amérique du Nord qui ont une capitalisation boursière assez semblable et sur des petites sociétés pétrolières ou gazières établies aux États-Unis. Le groupe de comparaison établi en 2005 n'est plus considéré pertinent et un nouveau groupe de comparaison est en voie d'être établi dans le cadre du processus pour la mise en œuvre d'un nouveau programme de rémunération de la haute direction pour 2010 et les années suivantes. Afin d'établir les salaires de base de 2010 et les primes pour l'exercice 2009, le comité de la rémunération s'est fié aux données relatives à la rémunération compilées à l'externe à l'égard de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz, principalement dans la catégorie des sociétés d'exploration et de production.

Salaire de base

Les salaires de base des membres de la haute direction de la Société sont établis au début de leur mandat selon les modalités de leur contrat d'emploi. Le salaire de base est établi selon une évaluation subjective de leur rendement personnel, de leur expérience et d'autres facteurs que la Société estime être pertinents, y compris la demande actuelle au sein de l'industrie en matière de recrutement de personnes ayant des aptitudes comparables et pouvant exercer des fonctions semblables, la rémunération à laquelle une personne pouvait raisonnablement s'attendre d'un concurrent et la capacité de la Société à verser cette rémunération. Dans le passé, la Société a pris en considération les recommandations obtenues de consultants externes en matière de rémunération et a utilisé des données sur la rémunération qu'elle a obtenues de sources publiques.

Dans le cadre du programme de rémunération de 2007 de la Société, les échelles salariales ont été évaluées par le passé au moyen d'un système barémique qui est conforme aux pratiques de l'industrie. Chacun des employés de la Société, y compris les membres de la haute direction de la Société, est rémunéré en fonction de son barème, lequel est déterminé selon ses connaissances, ses aptitudes, son expérience et son titre professionnel. Les augmentations de salaire annuel sont données en fonction du rendement obtenu et du poste occupé. Le rendement sera évalué et noté selon des objectifs et une conduite convenus. Un simple système de notation à trois paliers est utilisé pour les salaires : les personnes ayant le meilleur rendement sont les mieux rémunérées, les personnes ayant un rendement normal sont rémunérées d'après les tendances moyennes de l'industrie et les personnes ayant le moins bon rendement reçoivent de légères augmentations ou n'en reçoivent pas du tout. Le comité de la rémunération tient également compte des risques liés à la fidélisation, aux exigences relatives à la relève et aux modifications apportées à la rémunération sur le marché lorsque vient le temps de fixer les salaires. Le comité de la rémunération ne croit pas que cette approche devra être modifiée de façon importante lorsqu'un nouveau programme de rémunération sera adopté au cours de 2010.

Primes annuelles

Dans le cadre du programme de rémunération de 2007, l'attribution de primes annuelles visait à offrir une rémunération concurrentielle à court terme. Aux termes de ce programme, le système barémique utilisé pour établir le salaire de base est également utilisé pour établir la prime cible et maximale qu'un employé peut atteindre.

Les attributions de primes destinées aux membres de la haute direction et au personnel de gestion ne faisant pas partie de la direction seront fondées sur un pourcentage ciblé du salaire de base et établies en fonction de critères d'emploi précis et d'une évaluation du rendement global de l'entreprise, qui est évalué relativement à la mise en œuvre de nouveaux projets et à la réalisation du plan d'affaires et des objectifs en matière de développement technologique. Les autres objectifs relatifs au rendement global de l'entreprise comprennent les objectifs de production, les communications avec la Société et les investisseurs, l'embauche et l'expansion des affaires. La prime d'un membre de la haute direction sera calculée en attribuant un pourcentage inférieur ou supérieur de la prime cible de celui-ci aux objectifs cibles de la Société au sein de sa sphère d'influence.

Les primes annuelles sont habituellement composées d'une tranche en actions ordinaires de la Société et d'une tranche en numéraire. Afin de préserver la partie en numéraire, les primes sont composées principalement d'actions ordinaires ainsi que d'une part en numéraire beaucoup plus faible, pour faciliter la capacité de leur destinataire à payer les impôts applicables.

Dans le cadre du programme de rémunération actuel à l'intention des membres de la haute direction, les primes possibles devraient varier entre 40 % du salaire (cible) et 60 % du salaire (maximale) pour le chef des finances de la Société et entre 25 % et 30 % du salaire (cible) et entre 37,5 % et 45 % du salaire (maximale) pour les autres membres de la haute direction. Habituellement, 90 % de la prime cible est obtenu en réalisant les objectifs définis et mesurables de l'entreprise, notamment ceux liés au cours de l'action, au revenu net, au flux de trésorerie net provenant des activités d'exploitation et à la production nette, ainsi que d'autres objectifs individuels et d'entreprise précis, et 10 % de la prime cible est calculée en fonction de facteurs discrétionnaires. Toutefois, pour l'exercice 2009, les objectifs de rendement particuliers individuellement attribués aux membres de la haute direction n'ont pas été établis pour ces derniers, qui ont été évalués de manière subjective en fonction de leur contribution aux objectifs généraux et au plan d'affaires de la Société au cours de l'exercice 2009.

Rémunération incitative

Dans le cadre du programme de rémunération à l'intention des membres de la haute direction de la Société, il existe un lien entre le rendement de l'entreprise et la rémunération de la haute direction qui dépend en partie des mécanismes de rémunération sous forme d'actions. Les options d'achat d'actions incitatives, qui sont acquises et qui peuvent être exercées après une certaine période de temps, lient la plus grande partie de la rémunération sous forme d'actions des membres de la haute direction de la Société au rendement des actionnaires, et sont mesurées par les augmentations du cours des actions ordinaires de la Société. Toutes les options d'achat d'actions en circulation qui ont été attribuées dans le cadre du régime de rémunération à base d'actions de la Société l'ont été à des prix qui ne sont pas inférieurs à 100 % de la juste valeur marchande des actions ordinaires de la Société aux dates où ces options ont été attribuées.

La Société continue de penser que les incitatifs à base d'actions encouragent et récompensent une gestion efficace qui donne lieu au succès financier d'une entreprise à long terme, tel qu'il est mesuré par la plus-value des actions. Les incitatifs sous forme d'actions attribués aux membres de la haute direction de la Société ont été habituellement établis selon l'évaluation subjective faite par le comité de la rémunération de la capacité de chacun des membres de la haute direction à influencer la croissance à long terme de la Société et en vue de récompenser le rendement et les contributions individuels exceptionnels aux activités de la Société. Parmi les autres facteurs qui influencent les recommandations de la Société concernant la nature et l'étendue de la rémunération à base d'actions et des incitatifs à base d'actions devant être attribués aux membres de la haute direction de la Société au cours d'une année donnée, on retrouve : les attributions faites au cours des années précédentes et, plus particulièrement dans le cas des incitatifs à base d'actions, le nombre d'options d'achat d'actions incitatives qui restent en circulation et qui peuvent être exercées et qui ont été attribuées au cours des années passées et le prix d'exercice et la période d'exercice restante pour ces options d'achat d'actions en circulation.

Dans le cadre du programme de rémunération, la rémunération incitative de la Société vise à offrir à ses employés et employés potentiels des incitatifs qui sont plus avantageux que les incitatifs offerts par ses concurrents pour les encourager à demeurer à son service. Dans le cadre du programme, la Société a utilisé le même système barémique pour mettre en valeur la rémunération incitative cible et maximale qui peut être gagnée par un membre de la haute direction ou un employé. Pour les membres de la haute direction et les employés ayant un barème supérieur, la rémunération incitative annuelle est proposée en fonction de critères de rendement précis, de la valeur pour la Société en ce qui concerne les aptitudes, les connaissances et l'expérience, de la réalisation de projets précis ainsi que de critères subjectifs. La rémunération incitative destinée aux membres de la haute direction et aux employés ayant un barème supérieur devrait comprendre des options d'achat d'actions et peut ultérieurement inclure d'autres titres, tels des actions subalternes.

Le comité de la rémunération et le conseil établissent, au cas par cas, les périodes d'exercice des options et les calendriers d'acquisition des options attribuées aux membres de la haute direction. Même si la Société a déjà eu une formule d'acquisition qui était établie en fonction de l'expiration de délais, la Société a attribué, dans des circonstances appropriées, des options dont les calendriers d'acquisition étaient établis en fonction de la réalisation d'objectifs d'entreprise précis.

DÉCISIONS RELATIVES À LA RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION EN 2009

Rémunération sous forme de salaire

M. Robert Friedland, vice-président directeur du conseil, président et chef de la direction, a de plein gré renoncé à son salaire en espèces versé par la Société.

Les salaires de base de MM. Schiefelbein et Dyck, qui ont été embauchés au cours de 2009, ont été fixés selon les modalités de leurs contrats d'emploi respectifs, qui sont décrites à la rubrique « Avantages en cas de cessation d'emploi et de changement de contrôle » et en fonction de facteurs concurrentiels des marchés, des années d'expérience et de l'étendue des responsabilités.

L'approche générale adoptée par le comité de la rémunération dans le cadre de l'établissement des salaires de base pour les membres de sa haute direction au cours de l'exercice 2010 consistait à simplement augmenter le salaire de base de tous les membres de la haute direction de la Société de 4,2 %, ce qui représente une augmentation moyenne des salaires de base des membres de la haute direction de sociétés canadiennes d'exploration et de production dont il est fait état dans les données en matière de rémunération compilées à l'externe en ce qui a trait à l'industrie canadienne du pétrole et du gaz et sur lesquelles le comité de la rémunération s'est fondé.

Rémunération sous forme de primes

En mars 2010, le comité de la rémunération a décidé de créer une réserve de primes ayant une valeur globale d'environ 1,4 million de dollars, à partir duquel la Société tirera ces versements de primes, y compris les attributions de primes individuelles versées aux membres de la haute direction, dont les membres de la haute direction visés (la « réserve de primes de 2009 »). Le montant de la réserve de primes de 2009 représente environ 18,7 % des salaires de base totaux versés par la Société aux membres de sa haute direction et à ses autres cadres supérieurs au cours de l'exercice 2009 et correspond à la moyenne des attributions de primes, en tant que pourcentage du salaire de base, que le comité de la rémunération estime que les sociétés canadiennes d'exploration et de production ont versée ou ont l'intention de verser selon les données sur la rémunération compilées à l'externe en ce qui a trait à l'industrie canadienne du pétrole et du gaz sur lesquelles le comité de la rémunération s'est fondé. Le comité de la rémunération a également affecté une somme supplémentaire de 250 000 \$ au paiement de primes additionnelles aux membres de la haute direction qui, de l'avis du comité de rémunération, ont atteint un rendement remarquable.

Le comité de la rémunération a demandé au chef de la direction de la Société, qui n'a pas accepté de salaire ni de primes, de lui faire des recommandations en ce qui a trait à la répartition de la réserve de primes de 2009 entre les autres hauts dirigeants de la Société. Le comité de la rémunération tiendra compte de ces recommandations dans le cadre de l'attribution de primes tirées de la réserve de primes de 2009 aux membres de la haute direction ainsi qu'aux autres cadres supérieurs. Puisqu'aucun objectif quantitatif et qualitatif précis lié au rendement n'a été établi à l'avance, le comité de la rémunération, en distinguant les primes versées aux membres de la

direction et aux autres cadres supérieurs, tiendra également compte de leur apport relatif au rendement et aux réalisations de l'entreprise au cours de 2009, y compris ce qui suit :

- l'opération de financement par actions de 150 millions de dollars réalisée au cours du premier trimestre de 2010;
- la vente des activités et des actifs américains de la Société;
- le regroupement de la direction et de la structure d'exploitation de la Société et la fermeture de bureaux superflus;
- le progrès réalisé au cours de l'exercice 2009 relativement aux projets importants de la Société eu égard aux ressources financières limitées de la Société;
- l'augmentation de la capitalisation boursière de la Société grâce à l'appréciation du prix des actions.

Rémunération sous forme d'incitatifs

Lors de sa nomination à titre de chef des finances en novembre 2009, M. Schiefelbein s'est vu attribuer des options d'achat d'actions visant l'achat de 200 000 actions ordinaires pouvant être exercées pendant une période de sept ans. Lors de sa nomination à titre de président et chef de la direction d'Ivanhoe Energy Canada Inc. en octobre 2009, M. Dyck s'est vu attribuer des options d'achat d'actions visant l'achat de 500 000 actions ordinaires pouvant être exercées pendant une période de sept ans.

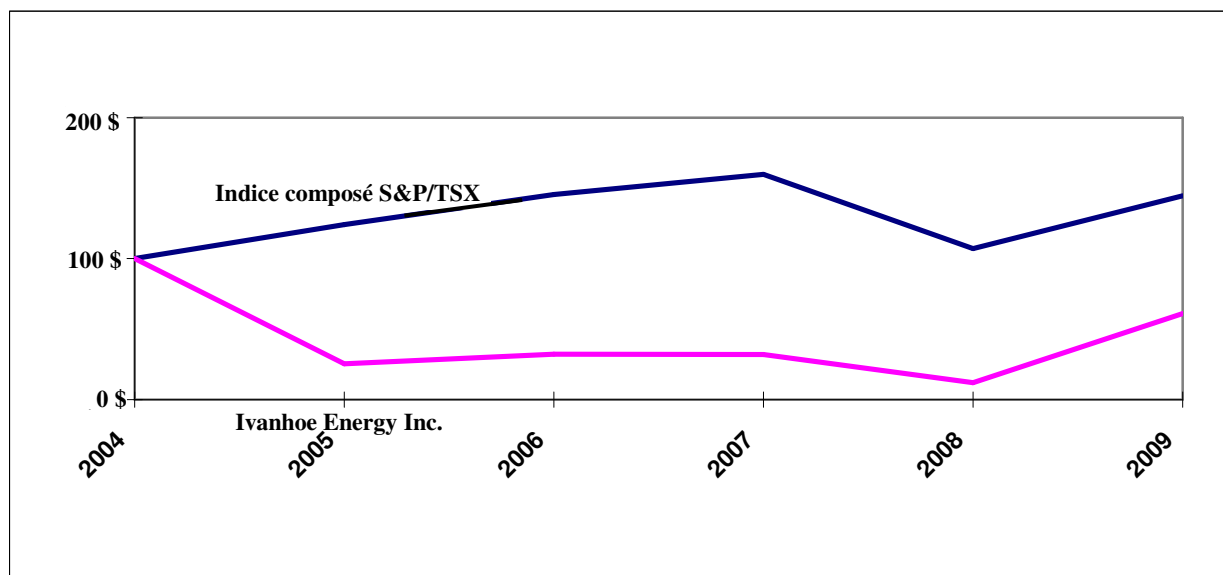
Pour l'exercice 2009, les attributions d'options d'achat d'actions à certains membres de la haute direction ont été faites de façon subjective dans le cadre d'un examen annuel, à la discrétion de la Société, selon le rendement de ceux-ci et les comparaisons internes entre le nombre d'options d'achat d'actions que chacun des membres de la haute direction possède, ainsi que pour les garder au service de la Société. En septembre 2009, MM. Barnett, Chua, Moench et Silverman ont chacun reçu des options visant l'achat de 150 000 actions ordinaires pouvant être exercées pendant une période de cinq ans, dont 20 % sont acquises immédiatement, le reste étant acquises par tranches égales à la fin de chacune des cinq années où elles sont valides, pour un prix d'exercice de 2,22 \$.

Autre rémunération

La Société n'offre aucun régime de retraite aux membres de la haute direction et le régime d'achat d'actions de la Société n'a pas été activé. En 2009, la Société a versé à M. Silverman, 22 000 \$ US, en vue de contribuer au régime de retraite 401(k) du destinataire. En 2009, la Société a versé des primes d'assurance-vie et d'invalidité à long terme au nom de chacun des membres de la haute direction visés, à l'exception de M. Friedland. Le montant global de l'« autre rémunération » reçu par chacun des membres de la haute direction visés figure dans le tableau sommaire de la rémunération.

Graphique sur la performance

Le graphique ci-après ainsi que le tableau comparent le rendement cumulatif réalisé par les actionnaires sur un placement de 100 \$ CA dans nos actions ordinaires au rendement total cumulatif obtenu pour un placement similaire dans des sociétés inscrites à l'indice composé S&P/TSX, en supposant le réinvestissement de dividendes, pour la période allant du 31 décembre 2004 au 31 décembre 2009.



	Au 31 décembre					
	(en dollars canadiens)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ivanhoe Energy Inc.	100 \$	25 \$	32 \$	32 \$	12 \$	61 \$
Indice composé S&P/TSX	100 \$	124 \$	146 \$	160 \$	107 \$	145 \$

L'information présentée dans le graphique de rendement ne doit pas être réputée comme constituant du « matériel de sollicitation » ou comme étant « déposée » auprès de la Securities and Exchange Commission ou assujettie aux règlements 14A ou 14C de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (la « **Loi de 1934** »), sauf dans la mesure prévue à l'article 201 du Règlement S-K pris aux termes de la Loi de 1934, ou sous réserve des dispositions en matière de responsabilité de l'article 18 de la Loi de 1934, et ne doit pas être réputée comme étant intégrée par renvoi dans aucun dépôt effectué conformément à la loi intitulée *Securities Act of 1933* ou la Loi de 1934 sauf dans la mesure où la Société demande qu'elle soit considérée comme du matériel de sollicitation ou qu'elle y soit intégrée par renvoi.

La tendance qui se dégage de la rémunération globale versée aux membres de la haute direction de la Société au cours des cinq derniers exercices ne correspond pas au rendement lié au cours des actions ordinaires de celle-ci, ni à celui lié à l'indice composé S&P/TSX, particulièrement depuis 2007. Les cours ciblés des actions ordinaires de la Société ont toutefois été inclus à titre de composante des primes d'encouragement annuelles de la Société.

Attributions à base d'options

Pour de plus amples renseignements sur l'approche adoptée par la Société relativement aux attributions à base d'options, se reporter à la rubrique « Rémunération incitative » de l'Analyse de la rémunération.

En 2009, la Société a effectué des attributions à base d'options aux termes de son régime incitatif à base d'actions aux membres de la haute direction, tel qu'il est décrit à la rubrique « Décisions relatives à la rémunération de la haute direction pour 2009 ».

TABLEAU SOMMAIRE DE LA RÉMUNÉRATION

TABLEAU SOMMAIRE DE LA RÉMUNÉRATION (\$ US)

					Rémunération en vertu d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions (\$)				
Nom et poste principal	Exercice	Salaire (\$)	Attributions à base d'actions (\$)	Attributions à base d'options (\$) ⁽⁴⁾	Régimes incitatifs annuels	Régimes incitatifs à long terme ⁽²⁾	Valeur du régime à la retraite (\$)	Autre rémunération (\$)	Rémunération totale (\$)
Friedland, Robert Coprèsident-directeur du conseil, président et chef de la direction	2009	-	-	-	-	-	-	-	-(1)
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-
Lancaster, Gordon Chef des finances	2009	250 942 ⁽³⁾⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	4 745 ⁽⁵⁾	255 687
	2008	259 552 ⁽³⁾	29 965 ⁽¹⁰⁾	50 550	69 626 ⁽¹²⁾	-	-	1 972 ⁽¹³⁾	411 665
Schiefelbein, Jerry Chef des finances	2009	61 750	-	392 889	-	-	-	-	454 639
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-
Barnett, Ian Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise	2009	223 129 ⁽³⁾	-	361 820	-	-	-	4 253 ⁽⁶⁾	589 202
	2008	223 113 ⁽³⁾	29 965 ⁽¹⁰⁾	-	69 626 ⁽¹²⁾	-	-	3 648 ⁽⁷⁾	326 352
Silverman, Michael Vice-président directeur, Technologie et chef de la technologie	2009	272 250	-	228 623	-	-	-	32 071 ⁽⁸⁾	532 944
	2008	261 938	29 965 ⁽¹⁰⁾	-	73 866 ⁽¹²⁾	-	-	32 945 ⁽⁹⁾	398 714
Dyck, David Vice-président directeur, Marchés des capitaux	2009	83 030 ⁽³⁾	-	982 223	-	-	-	6 825 ⁽¹¹⁾	1 072 078
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-

NOTES :

(1) M. Friedland est également administrateur de la Société. Aux termes des politiques de cette dernière concernant les administrateurs membres de la direction, M. Friedland ne reçoit pas de rémunération de la Société à titre d'administrateur, et il n'a reçu aucune tranche de la rémunération totale figurant dans le tableau sommaire de la rémunération à titre d'administrateur.

(2) À l'heure actuelle, la Société n'offre pas de régime incitatif à long terme à ses membres de la haute direction, y compris à ses membres de la haute direction visés.

(3) Les sommes ont été versées à MM. Lancaster, Barnett et Dyck en dollars canadiens. Leur salaire ont été converti en dollars américains selon le prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada et la Federal Reserve Bank de New York à la date de chaque période de paie en 2009 et 2008 respectivement.

(4) La Société a utilisé le modèle d'évaluation des options Black-Scholes afin de calculer la juste valeur des options d'achat d'actions émises à la date d'octroi. La Société a pour pratique d'effectuer la totalité de ses octrois à base d'options en dollars canadiens, et de convertir ensuite le montant de leur juste valeur à la date d'octroi en dollars américains afin de présenter la valeur de ces octrois dans ses états financiers. En 2009, le taux de conversion correspond au prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada à la date d'attribution le 15 octobre 2009, soit 0,9706 pour les options accordées à MM. Schiefelbein et Dyck, et 0,9422 pour les options accordées à MM. Barnett et Silverman le 17 septembre 2009. En 2008, le taux de conversion correspond au prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Federal Reserve Bank de New York à la date d'attribution le 11 mars 2008, soit 0,9953 pour les options accordées à M. Lancaster.

(5) Comprend : 4 745 \$ versés au titre de l'assurance-vie, de l'assurance-invalidité à long terme et de l'assurance médical et dentaire.

(6) Comprend : 4 253 \$ versés au titre de l'assurance-vie, de l'assurance-invalidité à long terme et de l'assurance médical et dentaire.

(7) Comprend : 3 648 \$ versés au titre de l'assurance-vie, de l'assurance-invalidité à long terme et de l'assurance médical et dentaire.

(8) Comprend : 22 000 \$ versés à titre de cotisation au régime de retraite 401(k) de M. Silverman; et 10 071 \$ versés à titre de primes d'assurance-vie et d'assurance-invalidité à long terme.

(9) Comprend : 20 496 \$ versés à titre de cotisation au régime de retraite 401(k) de M. Silverman; et 12 449 \$ versés à titre de primes d'assurance-vie et d'assurance-invalidité à long terme.

(10) La juste valeur à la date d'octroi est établie en fonction du cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la date à laquelle cette dernière a remis un ordre d'émission d'actions nouvelles relativement à l'attribution à base d'actions à son agent des transferts. Les attributions à base d'actions aux membres de la haute direction visés qui figurent dans le tableau sommaire de la rémunération sont fondés sur le cours de clôture des actions ordinaires de la Société le 5 août 2008. La juste valeur à la date d'octroi était de 2,26 \$ US.

(11) Comprend : 5 250 \$ versés à titre de cotisation au régime d'épargne canadien de M. Dyck; et 1 575 \$ versés au titre de l'assurance-vie, de l'assurance-invalidité à long terme, de l'assurance médical et dentaire et pour frais de stationnement.

(12) Comprend : 73 866 \$ US pour M. Silverman et 73 866 \$ CA pour MM. Lancaster et Barnett (convertis en 69 626 \$ US au taux à midi de la Réserve fédérale américaine le 15 août 2008, soit 0,9426), qui ont été versés le 15 août 2008 à titre d'avance sur les primes payables pour l'exercice se terminant en 2008, lesquelles auraient normalement été établies et versées au milieu de 2009.

(13) Comprend : 1 972 \$ versés au titre de l'assurance-vie, de l'assurance-invalidité à long terme et de l'assurance médical et dentaire.

ATTRIBUTIONS EN VERTU D'UN RÉGIME INCITATIF

Attributions à base d'actions et d'options en cours

Nom	Attributions à base d'options				Attributions à base d'actions	
	Nombre de titres sous-jacents aux options exercées	Prix d'exercice des options (\$)	Date d'expiration des options	Valeur des options dans le cours non exercées (\$ US) ⁽¹⁾	Nombre d'actions ou d'unités d'actions non acquises	Valeur marchande ou paiement des attributions à base d'actions non acquises (\$ US)
Friedland, Robert Coprésident-directeur du conseil, président et chef de la direction	2 500 000 ⁽²⁾	1,61 \$ CA	5 mars 2013	3 224 813 \$	-	-
Lancaster, Gordon Chef des finances	50 000 ⁽³⁾	1,68 \$ CA	11 mars 2013	64 496 \$	-	-
Schiefelbein, Gerald Chef des finances	200 000 ⁽⁷⁾	2,51 \$ CA	1 ^{er} oct. 2016	85 995 \$	-	-
Barnett, Ian Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise	150 000 ⁽⁸⁾ 226 000 150 000 ⁽⁴⁾ 124 481	2,22 \$ CA 1,92 \$ US 2,06 \$ US 2,41 \$ US	17 sept. 2014 4 oct. 2012 15 mars 2012 20 juillet 2010	499 017 \$	-	-
Silverman, Michael Vice-président directeur, Technologie et chef de la technologie	150 000 ⁽⁸⁾ 270 000 ⁽¹⁰⁾ 150 000 ⁽⁵⁾ 80 000 ⁽⁶⁾	2,22 \$ CA 1,92 \$ US 1,92 \$ US 2,06 \$ US	17 sept. 2014 4 oct. 2012 19 sept. 2012 28 mai 2012	564 861 \$	-	-
Dyck, David Vice-président directeur, Marchés des capitaux	500 000 ⁽⁹⁾	2,51 \$ CA	15 oct. 2016	214 988 \$	-	-

NOTES :

(1) La « valeur des options dans le cours non exercées » est calculée en fonction de l'écart entre le cours de clôture des actions ordinaires à la TSX le 31 décembre 2009 et le prix d'exercice du total des options non exercées à la TSX et au NASDAQ. La valeur des options attribuées en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada en date du 31 décembre 2009.

(2) Cette attribution d'options s'acquiert à raison de 20 % le 5 mars 2008 et de 20 % à chacun des quatre anniversaires par la suite, et elle sera entièrement acquise le 5 mars 2012.

(3) Cette attribution d'options s'acquiert à raison de 20 % le 11 mars 2008 et de 20 % à chacun des quatre anniversaires par la suite, et elle sera entièrement acquise le 11 mars 2012.

(4) Cette attribution d'options a été acquise à raison de 33 1/3 % le 15 mars 2008 et de 33 1/3 % à chacun des deux anniversaires par la suite et elle sera entièrement acquise le 15 mars 2010.

(5) Cette attribution d'options s'acquiert à raison de 20 % le 19 septembre 2007 et de 20 % à chacun des quatre anniversaires par la suite, et elle sera entièrement acquise le 19 septembre 2011.

(6) Cette attribution d'options s'acquiert à raison de 25 % le 28 mai 2008 et de 25 % à chacun des trois anniversaires par la suite, et elle sera entièrement acquise le 28 mai 2011.

(7) Cette attribution d'options s'acquiert à raison de 25 % le 1^{er} octobre 2010 et de 25 % à chacun des trois anniversaires par la suite, et elle sera entièrement acquise le 1^{er} octobre 2013.

(8) Cette attribution d'options s'acquiert à raison de 20 % le 17 septembre 2009 et de 20 % à chacun des quatre anniversaires par la suite, et elle sera entièrement acquise le 17 septembre 2013.

(9) Cette attribution d'options s'acquiert à raison de 25 % le 15 octobre 2010 et de 25 % à chacun des trois anniversaires par la suite, et elle sera entièrement acquise le 15 octobre 2010.

(10) Cette attribution d'options a été acquise à raison de 20 % le 4 octobre 2007, et son acquisition se poursuivra au cours des quatre années suivant cette date, compte tenu de l'atteinte de certains jalons de rendement.

Attributions en vertu du régime incitatif – valeur à l’acquisition des droits ou valeur gagnée en 2009

Nom	Attributions à base d’options – valeur à l’acquisition des droits ou au cours de l’exercice (\$ US) ⁽¹⁾	Attributions à base d’actions – valeur à l’acquisition des droits ou au cours de l’exercice (\$ US)	Rémunération en vertu d’un régime de rémunération sous forme autre qu’à base d’actions – valeur gagnée au cours de l’exercice (\$ US)
Friedland, Robert Coprésident-directeur du conseil, président et chef de la direction	Néant	-	-
Lancaster, Gordon Chef des finances	Néant	-	-
Schiefelbein, Gerald Chef des finances	Néant	-	-
Barnett, Ian Vice-président directeur, Expansion de l’entreprise	96 214 \$		
Silverman, Michael Vice-président directeur, Technologie et chef de la technologie	113 566 \$	-	-
Dyck, David Vice-président directeur, Marchés des capitaux	Néant	-	-

NOTES :

(1) Un montant de néant signifie qu’aucune option détenue par le membre de la haute direction visé n’a été acquise en 2009 à une somme dans le cours, ce qui a été établi par comparaison du prix d’exercice et du cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la TSX et au NASDAQ, le cas échéant, à la date où elles sont devenues acquises. La valeur des attributions à base d’options acquises détenues en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le prix d’achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada à la date d’acquisition.

AVANTAGES AUX TERMES D’UN RÉGIME DE RETRAITE

La Société n’a aucun régime de retraite, de pension ni de rémunération différée, y compris les régimes à cotisations déterminées.

AVANTAGES EN CAS DE CESSATION DES FONCTIONS ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

La Société a des contrats d’emploi écrits avec MM. Silverman, Schiefelbein, Dyck et Barnett, et elle avait un contrat d’emploi écrit avec M. Gasca et M. Lancaster.

Le contrat d’emploi de M. Gasca a été résilié au moyen d’une convention entrée en vigueur le 15 mai 2008. La Société a continué de lui verser son salaire de base (310 000 \$ US) aux termes de son contrat d’emploi pour la période de douze (12) mois comprise entre mai 2008 et avril 2009.

Le contrat d’emploi de M. Lancaster a été résilié lors de son départ à la retraite en novembre 2009. Aucune indemnité de départ n’a été versée lors de son départ à la retraite, à l’exception d’un montant pour congés cumulés s’élevant à 32 186 \$.

Le contrat d’emploi de M. Silverman prévoit a) qu’en cas de congédiement pour cause, la Société devra lui verser le salaire qu’il a gagné jusqu’à la date de son congédiement, que ses options acquises demeureront exerçables durant un mois après son congédiement, et que ses options non acquises seront immédiatement résiliées; b) qu’en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d’une invalidité, la Société devra lui verser douze (12) mois de salaire sous forme d’un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l’auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six mois, et maintenir ses assurances médicale et dentaire, son assurance-vie, son assurance-invalidité et ses assurances connexes pendant douze (12) mois; c) qu’en cas de la résiliation de son contrat d’emploi par la Société dans les douze (12) mois suivant un changement de contrôle, la Société devra lui verser douze (12) mois de salaire sous forme d’un montant forfaitaire et faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l’auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six mois; d) qu’en cas de démission de M. Silverman, la Société devra lui verser le salaire auquel il a droit pour le travail effectué jusqu’à sa démission et pour une période additionnelle de préavis de travail de trois mois (au cours de laquelle il continuera à travailler pour la Société), et que ses options acquises demeureront exerçables durant une période de trois mois suivant le dernier jour de la période de préavis; e) que M. Silverman est lié par une clause de non-concurrence en vigueur jusqu’au jour survenant 6 mois après la cessation de son emploi actif ou jusqu’à la date à laquelle il cessera de recevoir quelque rémunération que ce soit aux termes de son contrat d’emploi, selon la plus tardive des deux; que M. Silverman est lié par une clause de non-sollicitation en vigueur pour les douze (12) mois suivant la cessation de son emploi actif; g) que M. Silverman est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois (3) ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Silverman dans les scénarios a) à d) ci-dessus, en fonction de son salaire annuel au 31 décembre 2009 et de la valeur de ses options au 31 décembre 2009 : a) aucun salaire additionnel et aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, pour un total de néant; b) un montant forfaitaire de 272 250 \$ US, la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 65 412 \$ US, et des avantages sociaux de 9 817 \$ US, pour un total de 346 849 \$ US; c) un montant forfaitaire de 272 250 \$ US, et la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 272 250 \$ US, pour un total de 337 662 \$ US; d) un salaire de 68 063 \$ US pour une période de préavis de travail de trois mois, et aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, pour un total de 68 063 \$.

Le contrat de M. Schiefelbein prévoit a) qu'en cas de congédiement pour cause, la Société devra lui verser le salaire qu'il a gagné jusqu'à la date de son congédiement, que ses options acquises demeureront exerçables durant un mois après son congédiement, et que ses options non acquises seront immédiatement résiliées; b) qu'en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la Société devra lui verser douze (12) mois de salaire sous forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l'auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six mois, et maintenir ses assurances médicale et dentaire, son assurance-vie, son assurance-invalidité et ses assurances connexes pendant douze (12) mois; c) qu'en cas de la résiliation de son contrat d'emploi par la Société dans les douze (12) mois suivant un changement de contrôle, la Société devra lui verser douze (12) mois de salaire sous forme d'un montant forfaitaire et faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l'auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six mois, et maintenir ses assurances médicale et dentaire, son assurance-vie, son assurance-invalidité et ses assurances connexes pendant douze (12) mois; d) qu'en cas de démission de M. Schiefelbein, la Société devra lui verser le salaire auquel il a droit pour le travail effectué jusqu'à sa démission et pour une période additionnelle de préavis de travail de quatre-vingt-dix (90) jours (au cours de laquelle il continuera à travailler pour la Société), et que ses options acquises demeureront exerçables jusqu'à leur date d'échéance respective ou un mois suivant la date à laquelle M. Dyck a remis sa démission, selon la plus rapprochée des deux dates et maintenir ses assurances médicale et dentaire, son assurance-vie, son assurance-invalidité et ses assurances connexes jusqu'à la date à laquelle son contrat d'emploi prend fin; e) que M. Schiefelbein est lié par une clause de non-concurrence en vigueur jusqu'au jour survenant 12 mois après la cessation de son emploi actif ou jusqu'à la date à laquelle il cessera de recevoir quelque rémunération que ce soit aux termes de son contrat d'emploi, selon la plus tardive des deux; f) que M. Schiefelbein est lié par une clause de non-sollicitation en vigueur pour les douze (12) mois suivant la cessation de son emploi actif, et g) que M. Schiefelbein est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois (3) ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Schiefelbein dans les scénarios a) à d) ci-dessus, en fonction de son salaire annuel au 31 décembre 2009 et de la valeur de ses options au 31 décembre 2009 : a) aucun salaire additionnel et aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, pour un total de néant; b) un montant forfaitaire de 247 000 \$ US, la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 21 499 \$, et des avantages sociaux de 2 514 \$ US, pour un total de 271 013 \$ US; c) un montant forfaitaire de 247 000 \$ US, la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 21 499 \$, et des avantages sociaux de 2 514 \$ US, pour un total de 271 013 \$ US, et d) un salaire de 61 750 \$ US pour une période de préavis de travail de trois mois, aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, et des avantages sociaux de 629 \$ U.S. relativement à la période de préavis de travail de trois mois pour un total de 62 379 \$.

Le contrat de M. Dyck prévoit a) qu'en cas de congédiement pour cause, la Société devra lui verser le salaire qu'il a gagné jusqu'à la date de son congédiement, que ses options acquises demeureront exerçables durant un mois après son congédiement, et que ses options non acquises seront immédiatement résiliées; b) qu'en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la Société devra lui verser douze (12) mois de salaire sous forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l'auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six mois, et maintenir ses assurances médicale et dentaire, son assurance-vie, son assurance-invalidité et ses assurances connexes pendant douze (12) mois; c) qu'en cas de la résiliation de son contrat d'emploi par la Société dans les douze (12) mois suivant un changement de contrôle, la Société devra lui verser douze (12) mois de salaire sous forme d'un montant forfaitaire et faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l'auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six mois, et maintenir ses assurances médicale et dentaire, son assurance-vie, son assurance-invalidité et ses assurances connexes pendant douze (12) mois; d) qu'en cas de démission de M. Dyck, la Société devra lui verser le salaire auquel il a droit pour le travail effectué jusqu'à sa démission et pour une période additionnelle de préavis de travail de quatre-vingt-dix (90) jours (au cours de laquelle il continuera à travailler pour la Société), et que ses options acquises demeureront exerçables jusqu'à leur date d'échéance respective ou un mois suivant la date à laquelle M. Dyck a remis sa démission, selon la plus rapprochée des deux dates, et e) que M. Dyck est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois (3) ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Dyck dans les scénarios a) à d) ci-dessus, en fonction de son salaire annuel au 31 décembre 2009, montant converti en dollars américains selon le prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada au 31 décembre 2009 et de la valeur de ses options au 31 décembre 2009 : a) aucun salaire additionnel et

aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, pour un total de néant; b) un montant forfaitaire de 334 425 \$ US, la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 53 747 \$ US, et des avantages sociaux de 6 294 \$ US, pour un total de 394 466 \$ US; c) un montant forfaitaire de 334 425 \$ US, la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 53 747 \$ US, et des avantages sociaux de 6 294 \$ US, pour un total de 394 466 \$ US, et d) un salaire de 83 606 \$ US pour une période de préavis de travail de quatre-vingt-dix jours, et aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, pour un total de 83 606 \$.

Le contrat de M. Barnett prévoit a) qu'en cas de congédiement pour cause, la Société devra lui verser le salaire qu'il a gagné jusqu'à la date de son congédiement, que ses options acquises demeureront exerçables durant six (6) mois après son congédiement, et que ses options non acquises seront immédiatement résiliées; b) qu'en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la Société devra lui verser trois (3) mois de salaire sous forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l'auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six (6) mois, et maintenir ses assurances médicale et dentaire, son assurance-vie, son assurance-invalidité et ses assurances connexes pendant trois (3) mois; c) qu'en cas de la résiliation de son contrat d'emploi par la Société dans les douze (12) mois suivant un changement de contrôle, la Société devra lui verser douze (12) mois de salaire sous forme d'un montant forfaitaire et faire en sorte que la totalité de ses options non acquises qui l'auraient été dans les douze (12) mois suivants soient acquises immédiatement et demeurent exerçables durant six (6) mois; d) qu'en cas de démission de M. Barnett, la Société devra lui verser le salaire auquel il a droit pour le travail effectué jusqu'à sa démission et pour une période additionnelle de préavis de travail de trois (3) mois (au cours de laquelle il continuera à travailler pour la Société), et que ses options acquises demeureront exerçables pour une période de six (6) mois suivant le dernier jour de la période de préavis; e) que M. Barnett est lié par une clause de non-concurrence en vigueur jusqu'au jour survenant 6 mois après la cessation de son emploi actif ou jusqu'à la date à laquelle il cessera de recevoir quelque rémunération que ce soit aux termes de son contrat d'emploi, selon la plus tardive des deux; f) que M. Barnett est lié par une clause de non-sollicitation en vigueur pour les douze (12) mois suivant la cessation de son emploi actif, et g) que M. Barnett est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois (3) ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Barnett dans les scénarios a) à d) ci-dessus, en fonction de son salaire annuel au 31 décembre 2009, montant converti en dollars américains selon le prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada au 31 décembre 2009 et de la valeur de ses options au 31 décembre 2009 : a) aucun salaire additionnel et aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, pour un total de néant; b) un montant forfaitaire de 60 436 \$ US, la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 62 012 \$ US, et des avantages sociaux de 1 066 \$ US, pour un total de 123 514 \$ US; c) un montant forfaitaire de 241 742 \$ US, la valeur dans le cours des options acquises de manière accélérée d'un montant de 62 012 \$ US, pour un total de 303 754 \$ US, et d) un salaire de 60 436 \$ US pour une période de préavis de travail de trois mois, et aucun avancement de la date d'acquisition des options non acquises, pour un total de 60 436 \$.

RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS

Chaque administrateur ne faisant pas partie de la direction, à l'exception de M. Abboud, administrateur en chef, reçoit annuellement 40 000 \$ US (24 000 \$ US par année jusqu'en avril 2009) en tant qu'administrateur de la Société. M. Abboud, en tant qu'administrateur en chef, reçoit annuellement 80 000 \$ US à compter du 1^{er} mai 2009. M. Balloch, président du comité de gouvernance d'entreprise et de la rémunération, reçoit un montant supplémentaire de 5 000 \$ US pour chaque comité présidé, et M. Downey reçoit un montant de 7 500 \$ US supplémentaire en tant que président du comité de vérification. En outre, les administrateurs reçoivent 1 000 \$ supplémentaires pour chaque réunion du conseil et des comités auxquelles ils assistent en personne ou par communication conférence. Les administrateurs se voient attribuer des options annuellement. En 2009, l'administrateur en chef a reçu des options visant l'achat de 150 000 actions ordinaires de la Société, dont un tiers sont acquises immédiatement et le reste seront acquises à la date de l'assemblée générale annuelle de la Société en 2010. Les autres administrateurs qui ne font pas partie de la direction reçoivent chacun des options visant l'achat de 50 000 actions ordinaires de la Société, options qui seront acquises le 29 avril 2010.

LES TABLEAUX SUIVANTS PRÉSENTENT DES RENSEIGNEMENTS SUR LA RÉMUNÉRATION VERSÉE AUX ADMINISTRATEURS NE FAISANT PAS PARTIE DE LA DIRECTION AU COURS DE L'EXERCICE 2009 .

**Tableau de rémunération des administrateurs
(\$ US)**

Nom	Honoraires gagnés (\$ US)	Attributions à base d'actions (\$ US)	Attributions à base d'options (\$ US) ⁽¹⁾	Rémunération en vertu d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions (\$ US)	Valeur du régime de retraite (\$ US)	Autre rémunération (\$ US)	Total (\$ US)
Abboud, A. Robert	88 333	-	159 573	-	-	-	247 906
Balloch, Howard	71 667	-	53 191	-	-	-	124 858
Downey, Brian	69 167	-	53 191	-	-	-	122 358
Graham, Robert	32 667	-	53 191	-	-	-	85 858
Meredith, Peter	48 667	-	53 191	-	-	-	101 858
Pirraglia, Robert	56 667	-	53 191	-	-	-	109 858

NOTES :

(1) La Société a utilisé le modèle d'évaluation des options Black-Scholes afin de calculer la juste valeur des options d'achat d'actions émises à la date d'attribution. La Société a pour pratique d'effectuer la totalité de ses attributions à base d'options en dollars canadiens et de convertir ensuite le montant de leur juste valeur à la date d'attribution en dollars américains afin de présenter la valeur de ces attributions dans ses états financiers. Le taux de conversion correspond au prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada à la date d'attribution, le 29 avril 2009, soit 0,8328 pour les options accordées en 2009.

Attributions à base d'actions, attributions à base d'options et rémunération en vertu d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions

Attributions à base d'actions et à base d'options en cours

Nom	Attributions à base d'options				Attributions à base d'actions	
	Nombre de titres sous-jacents aux options non exercées	Prix d'exercice des options (\$)	Date d'expiration des options	Valeur globale des options dans le cours non exercées (\$ US) ⁽¹⁾	Nombre d'actions ou d'unités d'actions non acquises	Valeur marchande ou valeur de paiement des attributions à base d'actions non acquises (\$ US)
Abboud, A. Robert	150 000 50 000 480 000	1,51 \$ CA 2,69 \$ US 2,85 \$ US	29 avril 2016 29 mai 2013 15 mai 2011	221 121 \$	-	-
Balloch, Howard	50 000 50 000 50 000 50 000 50 000	1,51 \$ CA 2,66 \$ CA 2,30 \$ CA 3,12 \$ CA 3,01 \$ CA	29 avril 2016 29 mai 2013 3 mai 2012 4 mai 2011 5 mai 2010	115 138 \$	-	-
Downey, Brian	50 000 50 000 50 000 20 000 130 000	1,51 \$ CA 2,69 \$ US 2,06 \$ US 2,80 \$ US 2,32 \$ US	29 avril 2016 29 mai 2013 3 mai 2012 4 mai 2011 22 juillet 2010	189 174 \$	-	-
Graham, Robert	50 000 50 000 200 000 50 000 150 000	1,51 \$ CA 2,66 \$ CA 2,29 \$ CA 3,12 \$ CA 3,01 \$ CA	29 avril 2016 29 mai 2013 8 mars 2012 4 mai 2011 4 mai 2010	211 643 \$	-	-
Meredith, Peter	50 000 50 000 100 000 150 000	1,51 \$ CA 2,66 \$ CA 1,68 \$ CA 1,52 \$ CA	26 avril 2016 29 mai 2013 11 mars 2013 19 déc. 2012	268 973 \$	-	-
Pirraglia, Robert	50 000	1,51 \$ CA	29 avril 2016	208 774 \$	-	-

Nom	Attributions à base d'options				Attributions à base d'actions	
	Nombre de titres sous-jacents aux options non exercées	Prix d'exercice des options (\$)	Date d'expiration des options	Valeur globale des options dans le cours non exercées (\$ US) ⁽¹⁾	Nombre d'actions ou d'unités d'actions non acquises	Valeur marchande ou valeur de paiement des attributions à base d'actions non acquises (\$ US)
	50 000	2,69 \$ US	29 mai 2013			
	50 000	2,06 \$ US	3 mai 2012			
	50 000	2,80 \$ US	4 mai 2011			
	200 000	2,42 \$ US	5 mai 2010			

NOTES :

(1) La « valeur des options dans le cours non exercées » est calculée en fonction de l'écart entre le cours de clôture des actions ordinaires à la TSX le 31 décembre 2009 et le prix d'exercice du total des options non exercées à la TSX et au NASDAQ. La valeur des options attribuées en dollars canadiens a été convertie en dollar américain selon le prix d'achat à midi du dollar canadien publié par la Banque du Canada au 31 décembre 2009.

Attributions en vertu d'un régime incitatif – valeur acquise ou gagnée en 2009

Nom	Attributions à base d'options – valeur acquise au cours de l'exercice (\$ US) ⁽¹⁾	Attributions à base d'actions – valeur acquise au cours de l'exercice (\$ US)	Rémunération en vertu d'un régime incitatif sous forme autre qu'à base d'actions – valeur gagnée au cours de l'exercice (\$ US)
Abboud, A. Robert	6 596 \$	–	–
Balloch, Howard	–	–	–
Downey, Brian	–	–	–
Graham, Robert	–	–	–
Meredith, Peter	39 091 \$	–	–
Pirraglia, Robert	–	–	–

NOTES :

(1) Un montant néant signifie qu'aucune option détenue par l'administrateur n'a été acquise en 2009 à une somme dans le cours lorsque le prix d'exercice a été comparé au cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la TSX et au NASDAQ, le cas échéant, à la date d'acquisition. La valeur acquise des attributions à base d'options détenues en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le prix d'achat à midi publié par la Banque du Canada à la date d'acquisition.

RUBRIQUE 12. PROPRIÉTÉ DE TITRES PAR CERTAINS VÉRITABLES PROPRIÉTAIRES ET PAR LA DIRECTION ET QUESTIONS CONNEXES AYANT TRAIT AUX ACTIONNAIRES

Sous réserve de ce qui est indiqué dans le tableau ci-dessous, aucune personne ni aucun groupe n'est à notre connaissance véritable propriétaire de 5 % ou plus de nos actions ordinaires émises et en circulation. À notre connaissance, le tableau suivant fait état du droit de propriété effective exercé sur les actions ordinaires de notre Société par chacune de ces personnes ou chacun de ces groupes au 5 mars 2010.

Désignation de la catégorie	Nom et adresse du propriétaire véritable	Nombre d'actions sur lesquelles un droit de propriété effective est exercé ⁽¹⁾	Pourcentage de la catégorie
Actions ordinaires	Robert M. Friedland	52 911 725 ²⁾	15,91
	150 Beach Road		
	#25-03 The Gateway West		
	Singapore 189720		
Actions ordinaires	Tous les administrateurs et les membres de la direction en tant que groupe (15 personnes)	63 194 678 ³⁾	19,0
Actions ordinaires	Caisse de dépôt et placement du Québec	19 442 822	5,99

- (1) L'exercice d'un droit de propriété effective est déterminé conformément aux règles de la SEC et comprend habituellement le pouvoir de voter ou de faire des placements à l'égard de ces titres. Les actions ordinaires non émises qui sont visées par des options, des bons de souscription ou d'autres titres convertibles pouvant être exercés ou convertis en ce moment ou dans un délai de 60 jours sont réputées être en circulation aux fins de la détermination du droit de propriété effective exercé sur des actions ordinaires par la personne qui détient un tel titre convertible, mais ne sont pas réputées être en circulation aux fins de la détermination du droit de propriété effective exercé sur des actions ordinaires par toute autre personne.
- 2) Au total, 50 994 620 actions ordinaires en circulation sont détenues indirectement par l'entremise de Newstar Securities SRL, de Premier Mines SRL et d'Evershine SRL, qui sont des sociétés contrôlées par M. Friedland.
- 3) Comprend 5 373 775 actions ordinaires non émises mais pouvant l'être aux administrateurs et aux membres de la haute direction à l'exercice des options d'achat d'actions incitatives.

Propriété de titres par la direction

Le tableau suivant fait état du droit de propriété effective exercé sur les actions ordinaires de notre Société par chacun de nos administrateurs et de nos membres de la haute direction désignés et par tous nos administrateurs et membres de la haute direction en tant que groupe, au 5 mars 2010.

Désignation de la catégorie	Nom et adresse du véritable propriétaire	Montant et nature de la propriété effective ⁽¹⁾ a)	Pourcentage de la catégorie b)	Options d'achat d'actions incitatives incluses dans a) c)
Actions ordinaires	A. Robert Abboud	1 064 000	0,32	564 000
Actions ordinaires	Robert M. Friedland ⁽²⁾	52 911 725	15,91	1 500 000
Actions ordinaires	Howard R. Balloch	300 000	0,09	250 000
Actions ordinaires	Robert G. Graham	4 976 726	1,49	480 000
Actions ordinaires	Robert A. Pirraglia	640 396	0,19	400 000
Actions ordinaires	Brian F. Downey	400 000	0,12	300 000
Actions ordinaires	Peter G. Meredith	298 000	0,09	250 000
Actions ordinaires	W. Gordon Lancaster	94 710	0,03	30 000
Actions ordinaires	Gerald D. Schiefelbein	0	0,00	0
Actions ordinaires	David A. Dyck	450 000	0,13	0
Actions ordinaires	Michael A. Silverman	421 659	0,13	408 400
Actions ordinaires	Edwin J. Veith	454 531	0,14	404 894
Actions ordinaires	Patrick Chua	190 318	0,06	96 000
Actions ordinaires	Gerald Moench	272 151	0,08	160 000
Actions ordinaires	Ian Barnett	720 462	0,22	530 481
Actions ordinaires	Tous les administrateurs et les membres de la direction en tant que groupe (15 personnes)	63 194 678	19,00	5 373 775

- (1) L'exercice d'un droit de propriété effective est déterminé conformément aux règles de la SEC et comprend habituellement le pouvoir de voter ou de faire des placements à l'égard de ces titres. Les actions ordinaires non émises qui sont visées par des options, des bons de souscription ou d'autres titres convertibles pouvant être exercés ou convertis en ce moment ou dans un délai de 60 jours sont réputées être en circulation aux fins de la détermination du droit de propriété effective exercé sur des actions ordinaires par la personne qui détient un tel titre convertible, mais ne sont pas réputées être en circulation aux fins de la détermination du droit de propriété effective exercé sur des actions ordinaires par toute autre personne.
- (2) Au total, 50 994 620 actions ordinaires en circulation sont détenues indirectement par l'entremise de Newstar Securities SRL, de Premier Mines SRL et d'Evershine SRL, qui sont des sociétés contrôlées par M. Friedland.

Titres autorisés pour émission en vertu du régime de rémunération sous forme de titres de participation

Toutes les attributions d'options d'achat d'actions incitatives et de titres de participation que la Société a accordées en 2009 l'étaient en vertu du régime d'actionnariat incitatif de la Société. Il s'agit du seul régime d'actionnariat incitatif de la Société et il est destiné à mieux aligner les intérêts des administrateurs et des membres de la haute direction de la Société avec le rendement à long terme de notre Société et les intérêts à long terme des actionnaires de la Société. Les actionnaires de la Société ont approuvé le régime d'actionnariat incitatif et toutes les modifications s'y rapportant. Les informations suivantes sont en date du 31 décembre 2009.

Régime de rémunération à base de titres de participation			
Catégorie de régime	Nombre de titres devant être émis lors de l'exercice des options, des bons de souscription et des droits (a)	Prix d'exercice moyen pondéré des options, des bons de souscription et des droits (\$ CA) (b)	Nombre de titres disponibles pour émission future en vertu des régimes de rémunération (à l'exclusion des titres indiqués dans la colonne (a)) (c)
Régime de rémunération sous forme de titres de participation approuvé par les porteurs de titres	14 928 150	2,26 \$	1 891 366
Régime de rémunération sous forme de titres de participation non approuvé par les porteurs de titres ⁽¹⁾	85 000	2,30 \$	–
Total	15 013 150	2,27 \$	1 891 366

(1) Un total de 85 000 options d'achat d'actions a été attribué à titre d'incitatif à l'emploi et par conséquent, n'a pas été attribué aux termes du régime d'options d'achat d'actions de la Société.

RUBRIQUE 13. CERTAINES RELATIONS ET OPÉRATIONS RELIÉES ET INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS

Certaines relations d'affaires

Nous sommes partie à des accords de partage des coûts avec d'autres entreprises entièrement ou partiellement détenues par M. Robert M. Friedland. Dans le cadre de ces ententes, nous partageons des locaux à bureaux, du mobilier, de l'équipement et des installations de transport aérien et de communications à Vancouver, à Pékin et à Singapour. Nous partageons également les frais relatifs à l'emploi des membres du personnel administratif et du personnel de gestion non membres de la direction qui travaillent dans ces bureaux. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, notre part des coûts des bureaux de Vancouver et de Singapour était de 1 324 408 \$. À compter du 1^{er} mars 2008, nous avons convenu, dans le cadre de nos accords de partage des coûts et en rapport avec la nomination de M. Friedland au poste de président et de chef de la direction, de partager les coûts d'exploitation d'un avion appartenant à une société privée dont M. Friedland est le seul actionnaire. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, notre part des coûts d'exploitation de l'avion était de 1,2 millions de dollars.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, nous avons versé 179 940 \$, pour des services techniques qui nous ont été fournis, à une filiale en propriété exclusive d'Ensyn Corporation, une société non affiliée issue d'Ensyn Group, Inc. à la suite de notre acquisition d'Ensyn Group, Inc. le 15 avril 2005. L'un de nos administrateurs, Robert Graham, a assumé les fonctions de président du conseil d'administration et de chef de la direction d'Ensyn Corporation de juillet 2008 à aujourd'hui il a été président du conseil d'administration de Ensyn Corporation de juin 2007 à juillet 2008 et il a été chef de la direction et de président d'Ensyn Corporation d'avril 2005 à juin 2007. M. Graham possède une participation d'environ 20 % dans le capital d'Ensyn Corporation. En outre, la Société a versé à la société de conseils privée appartenant à M. Graham une somme de 54 000 \$ pour des services de consultation.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, une société contrôlée par M. Shun-ichi Shimizu, l'un de nos anciens administrateurs, a reçu 1 066 248 \$ pour des services de consultation et des frais remboursables.

La liste de nos administrateurs figure à la rubrique 10, « Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance ».

Notre conseil d'administration reconnaît que les opérations avec une personne reliée comportent de hauts risques de conflits d'intérêts, et par conséquent, il s'est doté d'une politique qui fait partie de notre code de conduite et d'éthique. Cette politique interdit les activités susceptibles d'entraîner des conflits d'intérêts, à moins que le conseil d'administration ne les approuve expressément. Aux termes de cette politique, nous rappelons à nos administrateurs et dirigeants leur obligation de nous informer de toute opération avec une personne reliée en cours ou projetée. En outre, nous examinons nos registres et demandons à nos administrateurs et dirigeants de nous souligner l'identité de toute partie qui pourrait être considérée une personne reliée. Grâce à cette information, nous recherchons dans nos registres toute opération avec une personne reliée devant être rapportée dans le présent rapport annuel.

RUBRIQUE 14. PRINCIPAUX HONORAIRES ET SERVICES COMPTABLES

Le tableau suivant présente un sommaire des honoraires facturés par Deloitte & Touche LLP.

	Exercice terminé le 31 décembre			
	2009		2008	
	en milliers de \$ CA	% des honoraires approuvés par le comité de vérification	en milliers de \$ CA	% des honoraires approuvés par le comité de vérification
Honoraires de vérification ^{a)}	1 115	100 %	1 901	100 %
Honoraires pour services fiscaux ^{b)}	138	100 %	98	100 %
Autres honoraires ^{c)}	17	100 %	15	100 %
	<u>1 270</u>	<u>\$</u>	<u>2 014</u>	<u>\$</u>

- a) Les honoraires de vérification facturés en 2009 et en 2008 ont porté sur :
- la vérification de nos états financiers annuels;
 - l'examen de nos états financiers trimestriels;
 - l'examen de nos contrôles internes en matière de communication de l'information financière, en conformité avec les prescriptions de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*;
 - la rédaction de lettres d'accord, les vérifications de nature légale et réglementaire, les consentements et d'autres services liés aux questions de réglementation des valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis;
 - les activités liées à la vérification de notre filiale chinoise en prévision d'un premier appel public à l'épargne totalisant 970 000 \$ CA en 2008.
- b) Les honoraires pour services fiscaux facturés en 2009 et en 2008 ont porté sur la conformité et la planification fiscale ainsi que sur les conseils en fiscalité.
- Les honoraires pour les services de conformité fiscale ont totalisé 118 000 \$ CA et 87 000 \$ CA respectivement en 2009 et en 2008. Ces services, qui se fondent sur des faits avérés ou des opérations déjà réalisées et ont pour but de calculer les montants devant être inclus dans les déclarations de revenus, les documenter et obtenir les approbations gouvernementales nécessaires, ont été rendus :
 - pour prêter assistance dans la préparation des déclarations de revenus fédérales, étatiques et locales;
 - pour préparer les déclarations de revenus des nationaux travaillant à l'étranger;
 - pour prêter assistance dans le dépôt des déclarations de revenus dans certains territoires étrangers.
 - Les honoraires pour les services de planification fiscale et de conseil en fiscalité ont totalisé 20 000 \$ CA et 11 000 \$ CA respectivement en 2009 et en 2008. Ces services sont rendus dans le cadre d'opérations envisagées ou pour apporter des modifications à une opération dans le but d'obtenir un résultat fiscal particulier. Les services rendus ont porté sur des conseils fiscaux touchant à la structuration de certaines fusions, acquisitions et dispositions envisagées.
- c) Les autres honoraires comprennent les services facturés en 2009 et 2008 qui ne faisaient pas partie des honoraires de vérification ou des honoraires pour services fiscaux et englobent également des éléments tels que la facturation du CCRC, un abonnement à un outil de recherche en comptabilité et en renseignements sur le salaire du capital humain.

Compte tenu de la nature des services rendus par Deloitte & Touche LLP, le comité de vérification a déterminé que ces services s'inscrivaient dans le cadre de la prestation de services de vérification indépendants. Le comité de vérification a discuté de ces services avec Deloitte & Touche LLP et avec notre équipe de direction afin de déterminer s'ils étaient autorisés aux termes des règles et des règlements sur l'indépendance des vérificateurs promulgués par la SEC en application de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, ainsi que par l'American Institute of Certified Public Accountants.

Politique en matière d'approbation préalable du comité de vérification

Avant que les services de Deloitte & Touche LLP ne soient retenus par nous ou par l'une de nos filiales en vue de nous rendre des services de vérification ou des services autres que de vérification, son mandat doit être approuvé par notre comité de vérification.

Le comité de vérification a adopté une politique d'approbation préalable des mandats portant sur des services de vérification ou des services autres que de vérification. Cette politique énonce les services de vérification, les services liés à la vérification, les services fiscaux et les autres services (collectivement, les « **catégories de services** ») que peut rendre Deloitte & Touche LLP. La politique exige qu'avant le début de chaque année fiscale, une description des services (la « **liste des services** ») devant être rendus par Deloitte & Touche LLP dans chacune des catégories de services au cours de l'année fiscale suivante soit soumise à l'approbation du comité de vérification. Les services rendus par Deloitte & Touche LLP au cours de l'année suivante qui figurent dans la liste des services sont approuvés au préalable suivant les politiques et les procédures du comité de vérification.

Les demandes de services de vérification, de services liés à la vérification, de services fiscaux et d'autres services qui ne figurent pas sur la liste des services doivent être soumises à l'approbation du comité de vérification et leur prestation ne peut commencer avant que leur approbation ne soit donnée. En règle générale, les approbations préalables de cette nature sont accordées au cours des réunions programmées du comité. Toutefois, le président du comité de vérification s'est vu conférer le pouvoir d'accorder de telles autorisations entre deux réunions en cas de besoin. Le cas échéant, celui-ci doit en informer le comité de vérification à la prochaine réunion programmée.

Par ailleurs, bien que les règles et les règlements de la SEC ne l'exigent pas, le comité de vérification exige généralement qu'on lui soumette une grille tarifaire pour chaque service figurant sur la liste des services ainsi que pour les services qui n'y sont pas inclus au départ. Cette façon de procéder assure une supervision et un contrôle appropriés des rapports de la Société avec les vérificateurs indépendants, tout en nous permettant d'obtenir une assistance immédiate de leur part lorsque les délais sont serrés. Le comité de vérification examine chaque trimestre l'état des services rendus et des honoraires facturés depuis le début de l'année fiscale en regard de la liste des services initiale ainsi que des services devant être rendus et des honoraires devant être facturés jusqu'à la fin de l'année.

PARTIE IV

RUBRIQUE 15. PIÈCES ET ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS

Nous vous invitons à consulter la rubrique 8 « États financiers et données supplémentaires » du présent rapport, qui présente la liste de ces documents. Les pièces suivantes ont été déposées et font partie intégrante du présent rapport annuel.

Annexes

- 3.1 Statuts d'Ivanhoe Energy Inc. dans leur version modifiée en date du 3 mai 2007 (intégrés par renvoi dans la pièce 3.1 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
- 3.2 Règlements administratifs d'Ivanhoe Energy Inc. dans leur version modifiée en date du 15 mai 2001 et modifiée de nouveau le 8 mars 2007 (intégrés par renvoi à la pièce 3.2 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
- 10.1 Contrat pétrolier relatif au bloc Kongnan, champ pétrolifère situé à Dagang, en République populaire de Chine, intervenu le 8 septembre 1997 entre China National Petroleum Corporation et Pan-China Resources Ltd., dans sa version modifiée en date du 11 juin 1999 (intégré par renvoi à la pièce 3.15 du formulaire 20-F déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 28 février 2000).
- 10.2 Contrat de licence générale établi aux termes de la modification n° 1, intervenu en date du 11 octobre 2000 entre Syntroleum Corporation et Ivanhoe Energy Inc. (intégré par renvoi à la pièce 10.18 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 mars 2001).
- 10.3 Contrat pétrolier conclu en date du 19 septembre 2002 entre China National Petroleum Corporation et Pan-China Resources Ltd. relativement au bloc Zitong du bassin du Sichuan, en République populaire de Chine (intégré par renvoi à la pièce 10.12 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 19 mars 2003).
- 10.4 Régime d'actionnariat incitatif à l'intention des employés et des administrateurs, dans sa version modifiée en date du 29 mai 2008.
- 10.5 Modification n° 2 au contrat de licence générale intervenu entre Syntroleum Corporation et la Société en date du 1^{er} juin 2002 (intégrée par renvoi à la pièce 10.6 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 15 mars 2006).
- 10.6 Modification n° 3 au contrat de licence générale intervenu entre Syntroleum Corporation et la Société en date du 1^{er} juillet 2003 (intégrée par renvoi à la pièce 10.17 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 15 mars 2004).
- 10.7 Contrat de licence, dans sa version modifiée et mise à jour, intervenu en date du 8 décembre 1997 entre Ensyn Technologies Inc. et Ensyn Group, Inc., et dans sa version modifiée en date du 12 février 1999 (intégré par renvoi à la pièce 10.12 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 15 mars 2006).
- 10.8 Conventions d'indemnisation intervenues au cours du premier trimestre de 2008 entre Ivanhoe Energy Inc. et ses membres de la direction et administrateurs (intégrées par renvoi dans la pièce 10.16 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).

- 10.9 Contrat de travail intervenu en date du 2 mai 2007 entre Ivanhoe Energy Inc. et M. Michael Silverman (intégré par renvoi dans la pièce 10.17 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
- 10.10 Convention de transfert d'actif datée du 11 juillet 2008 intervenue entre Ivanhoe Energy Inc. et Talisman Energy Canada (intégrée par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 août 2008).
- 10.11 Convention d'acquisition datée du 11 juillet 2008 intervenue entre Ivanhoe Energy Inc. et Talisman Energy Canada (intégrée par renvoi dans la pièce 10.2 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 août 2008).
- 10.12 Billet de 12,5 millions de dollars canadiens en faveur de Talisman Energy Canada qui vient à échéance le 31 décembre 2008 (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
- 10.13 Billet de 40 millions de dollars canadiens en faveur de Talisman Energy Canada qui vient à échéance le 11 juillet 2011 et convertible au gré de Talisman Energy Canada en 12 779 552 actions ordinaires au prix 3,13 \$ CA l'action (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
- 10.14 Débenture à charge fixe et flottante d'Ivanhoe Energy Inc. en faveur de Talisman Energy Canada datée du 11 juillet 2008 d'un montant en capital de 67,5 millions de dollars canadiens (intégrée par renvoi dans la pièce 10.3 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
- 10.15 Convention de mise en gage datée du 11 juillet 2008 intervenue entre Ivanhoe Energy Inc. et Talisman Energy Canada (intégrée par renvoi dans la pièce 10.4 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
- 10.16 Traduction anglaise d'un contrat de services particuliers daté du 8 octobre 2008 intervenu entre Ivanhoe Energy Ecuador Inc., Empresa Estatal de Petroleos del Ecuador, Petroecuador et Empresa Estatal de Exploracion y Produccion de Petroleos del Ecuador, Petroproduccion (intégrée par renvoi dans la pièce 10.24 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 mars 2009).
- 10.17 Traduction anglaise du contrat modifiant le contrat de services particuliers daté du 13 février 2009 intervenu entre Ivanhoe Energy Ecuador Inc., Empresa Estatal de Petroleos del Ecuador, Petroecuador et Empresa Estatal de Exploracion y Produccion de Petroleos del Ecuador, Petroproduccion (intégrée par renvoi dans la pièce 10.25 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 mars 2009).
- 10.18 Convention d'options d'achat d'actions datée du 16 juin 2009 intervenue entre Ivanhoe Energy Holdings Inc., Ivanhoe Energy Inc., Seneca South Midway LLC et Seneca Resources Corporation (intégrée par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 9 novembre 2009).
- 10.19 Contrat d'emploi daté du 1^{er} octobre 2009 intervenu entre Ivanhoe Energy Inc. et Gerald D. Schiefelbein (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 8-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 novembre 2009).
- 10.20 Contrat d'emploi daté du 1^{er} octobre 2009 intervenu entre Ivanhoe Energy Inc. et David A. Dyck.
- 14.1 Code de déontologie et d'éthique dans sa version modifiée en date du 2 novembre 2007 (intégré par renvoi dans la pièce 14.1 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
- 21.1 Filiales d'Ivanhoe Energy Inc.
- 23.1 Consentement de GLJ Petroleum Consultants Ltd., ingénieurs pétroliers.
- 23.2 Consentement de Deloitte & Touche s.r.l.
- 31.1 Attestation du chef de la direction conformément à l'article 302 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.
- 31.2 Attestation du chef des finances conformément à l'article 302 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.
- 32.1 Attestation du chef de la direction conformément à l'article 906 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.
- 32.2 Attestation du chef des finances conformément à l'article 906 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.
- 99.1 GLJ Petroleum Consultants Ltd., rapport sur les données des réserves par un évaluateur de réserves qualifié indépendant ou un vérificateur en date du 31 décembre 2009.

SIGNATURES

Conformément aux exigences de l'article 13 ou de l'alinéa 15 d) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, l'émetteur assujetti a fait signer le présent rapport en son nom par le soussigné, dûment autorisé à cet égard.

IVANHOE ENERGY INC.

Par : /s/ Robert M. Friedland
Nom : Robert M. Friedland
Titre : Chef de la direction
Date : le 16 mars 2010

Conformément aux exigences de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, le présent rapport a été signé ci-dessous par les personnes suivantes au nom de l'émetteur assujetti et en la qualité et les dates indiquées en regard de leur nom.

Signature	Titre	Date
/s/ ROBERT M. FRIEDLAND Robert M. Friedland	Copresident-directeur du conseil, président et chef de la direction (Principal cadre supérieur)	16 mars 2010
/s/ W. GERALD D. SCHEIFELBEIN W. Gerald D. Scheifelbein	Chef des finances (Principal cadre responsable des finances et de la comptabilité)	16 mars 2010
/s/ A. ROBERT ABBOUD A. Robert Abboud	Coprésident indépendant et syndicaire gérant	16 mars 2010
/s/ HOWARD R. BALLOCH Howard R. Balloch	Administrateur	16 mars 2010
/s/ ROBERT G. GRAHAM Robert J. Graham	Administrateur	16 mars 2010
/s/ ROBERT A. PIRRAGLIA Robert A. Pirraglia	Administrateur	16 mars 2010
/s/ BRIAN F. DOWNEY Brian F. Downey	Administrateur	16 mars 2010
/s/ PETER G. MEREDITH Peter G. Meredith	Administrateur	16 mars 2010

ATTESTATION DU CHEF DE LA DIRECTION
EN VERTU DE L'ARTICLE 302 DE LA SARBANES-OXLEY ACT OF 2002

Je, Robert M. Friedland, atteste ce qui suit :

1. J'ai examiné le présent rapport annuel sur formulaire 10-K d'Ivanhoe Energy Inc.
2. À ma connaissance, le présent rapport ne contient aucune déclaration fausse ou trompeuse relativement à un fait important ni n'omet de déclarer un fait important dont la mention est nécessaire pour éviter qu'une déclaration ne soit trompeuse, à la lumière des circonstances dans lesquelles elle a été faite, à l'égard de la période visée par le présent rapport.
3. À ma connaissance, les états financiers et les autres éléments d'information financière présentés dans le présent rapport donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie de l'émetteur inscrit, aux dates et pour les périodes indiquées dans le présent rapport.
4. Les autres dirigeants de l'émetteur inscrit qui soumettent une attestation et moi-même avons la responsabilité d'établir et de maintenir les contrôles et procédures de communication de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de l'*Exchange Act*) et le contrôle interne à l'égard de l'information financière (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de l'*Exchange Act*) pour l'émetteur inscrit, et nous avons :
 - a) conçu, ou fait concevoir sous notre supervision, ces contrôles et procédures de communication de l'information, pour assurer que l'information importante relative à l'émetteur inscrit, y compris ses filiales consolidées, nous est communiquée par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où le présent rapport est établi;
 - b) conçu, ou fait concevoir sous notre supervision, ce contrôle interne à l'égard de l'information financière, afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers aux fins de la publication de l'information financière conformément aux principes comptables généralement reconnus;
 - c) évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et présenté dans le présent rapport nos conclusions sur l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport, conformément à notre évaluation;
 - d) indiqué dans le présent rapport tout changement concernant le contrôle interne à l'égard de l'information financière survenu pendant le dernier trimestre financier de l'émetteur inscrit qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.
5. Les autres dirigeants de l'émetteur inscrit qui soumettent une attestation et moi-même avons informé les vérificateurs et le comité de vérification du conseil d'administration de l'émetteur inscrit des faits suivants, d'après notre dernière évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière :
 - a) toutes les déficiences significatives et faiblesses importantes de conception ou de fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière qui sont raisonnablement susceptibles de nuire à la capacité de l'émetteur inscrit d'enregistrer, de traiter, de synthétiser et de présenter l'information financière;
 - b) toute fraude, importante ou non, impliquant la direction ou d'autres salariés qui ont un rôle significatif dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'émetteur inscrit.

* * *

Par : /s/ Robert M. Friedland

Robert M. Friedland
Chef de la direction

Le 16 mars 2010

ATTESTATION DU CHEF DES FINANCES
EN VERTU DE L'ARTICLE 302 DE LA SARBANES-OXLEY ACT OF 2002

Je, Gerald D. Schiefelbein, atteste ce qui suit :

1. J'ai examiné le présent rapport annuel sur formulaire 10-K d'Ivanhoe Energy Inc.
2. À ma connaissance, le présent rapport ne contient aucune déclaration fausse ou trompeuse relativement à un fait important ni n'omet de déclarer un fait important dont la mention est nécessaire pour éviter qu'une déclaration ne soit trompeuse, à la lumière des circonstances dans lesquelles elle a été faite, à l'égard de la période visée par le présent rapport.
3. À ma connaissance, les états financiers et les autres éléments d'information financière présentés dans le présent rapport donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie de l'émetteur inscrit, aux dates et pour les périodes indiquées dans le présent rapport.
4. Les autres dirigeants de l'émetteur inscrit qui soumettent une attestation et moi-même avons la responsabilité d'établir et de maintenir les contrôles et procédures de communication de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de l'*Exchange Act*) et le contrôle interne à l'égard de l'information financière (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de l'*Exchange Act*) pour l'émetteur inscrit, et nous avons :
 - a) conçu, ou fait concevoir sous notre supervision, ces contrôles et procédures de communication de l'information, pour assurer que l'information importante relative à l'émetteur inscrit, y compris ses filiales consolidées, nous est communiquée par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où le présent rapport est établi;
 - b) conçu, ou fait concevoir sous notre supervision, ce contrôle interne à l'égard de l'information financière, afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers aux fins de la publication de l'information financière conformément aux principes comptables généralement reconnus;
 - c) évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et présenté dans le présent rapport nos conclusions sur l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport, conformément à notre évaluation;
 - d) indiqué dans le présent rapport tout changement concernant le contrôle interne à l'égard de l'information financière survenu pendant le dernier trimestre financier de l'émetteur inscrit qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.
5. Les autres dirigeants de l'émetteur inscrit qui soumettent une attestation et moi-même avons informé les vérificateurs et le comité de vérification du conseil d'administration de l'émetteur inscrit des faits suivants, d'après notre dernière évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière :
 - a) toutes les déficiences significatives et faiblesses importantes de conception ou de fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière qui sont raisonnablement susceptibles de nuire à la capacité de l'émetteur inscrit d'enregistrer, de traiter, de synthétiser et de présenter l'information financière;
 - b) toute fraude, importante ou non, impliquant la direction ou d'autres salariés qui ont un rôle significatif dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'émetteur inscrit.

* * *

Par : /s/ Gerald D. Schiefelbein

Gerald D. Schiefelbein
Chef des finances

Le 16 mars 2010

ATTESTATION DU CHEF DE LA DIRECTION
EN VERTU DE L'ARTICLE 906 DE LA *SARBANES-OXLEY ACT OF 2002*

Je, Robert M. Friedland, chef de la direction d'Ivanhoe Energy Inc. certifie par les présentes que :

a) notre rapport périodique sur formulaire 10-K pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (le « **formulaire 10-K** »), satisfait entièrement aux exigences de l'alinéa 13(a) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, et les interprétations afférentes;

b) l'information contenue dans le présent formulaire 10-K présente de manière juste, dans tous les aspects importants, la situation financière de la Société ainsi que ses résultats d'exploitation.

* * *

Par : /s/ Robert M. Friedland

Robert M. Friedland
Chef de la direction

Le 16 mars 2010

ATTESTATION DU CHEF DES FINANCES
EN VERTU DE L'ARTICLE 906 DE LA *SARBANES-OXLEY ACT OF 2002*

Je, Gerald D. Schiefelbein, chef des finances d'Ivanhoe Energy Inc. certifie par les présentes que :

- a) notre rapport périodique sur formulaire 10-K pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (le « **formulaire 10-K** »), satisfait entièrement aux exigences de l'alinéa 13(a) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, et les interprétations afférentes;
- b) l'information contenue dans le présent formulaire 10-K présente de manière juste, dans tous les aspects importants, la situation financière de la Société ainsi que ses résultats d'exploitation.

* * *

Par : /s/ Gerald D. Schiefelbein

Gerald D. Schiefelbein
Chef des finances

Le 16 mars 2010

INDEX DES PIÈCES

N° de pièces	Description
3.1	Statuts d'Ivanhoe Energy Inc. dans leur version modifiée en date du 3 mai 2007 (intégrés par renvoi dans la pièce 3.1 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
3.2	Règlements administratifs d'Ivanhoe Energy Inc. dans leur version modifiée en date du 15 mai 2001 et modifiée de nouveau le 8 mars 2007 (intégrés par renvoi à la pièce 3.2 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
10.1	Contrat pétrolier relatif au bloc Kongnan, champ pétrolier situé à Dagang, en République populaire de Chine, intervenu le 8 septembre 1997 entre China National Petroleum Corporation et Pan-China Resources Ltd., dans sa version modifiée en date du 11 juin 1999 (intégré par renvoi à la pièce 3.15 du formulaire 20-F déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 28 février 2000).
10.2	Contrat de licence générale établi aux termes de la modification n° 1, intervenu en date du 11 octobre 2000 entre Syntroleum Corporation et Ivanhoe Energy Inc. (intégré par renvoi à la pièce 10.18 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 mars 2001).
10.3	Contrat pétrolier conclu en date du 19 septembre 2002 entre China National Petroleum Corporation et Pan-China Resources Ltd. relativement au bloc Zitong du bassin du Sichuan, en République populaire de Chine (intégré par renvoi à la pièce 10.12 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 19 mars 2003).
10.4	Régime d'actionnariat incitatif à l'intention des employés et des administrateurs, dans sa version modifiée en date du 29 mai 2008.
10.5	Modification n° 2 au contrat de licence générale intervenu entre Syntroleum Corporation et la Société en date du 1 ^{er} juin 2002 (intégrée par renvoi à la pièce 10.6 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 15 mars 2006).
10.6	Modification n° 3 au contrat de licence générale intervenu entre Syntroleum Corporation et la Société en date du 1 ^{er} juillet 2003 (intégrée par renvoi à la pièce 10.17 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 15 mars 2004).
10.7	Contrat de licence, dans sa version modifiée et mise à jour, intervenu en date du 8 décembre 1997 entre Ensyn Technologies Inc. et Ensyn Group, Inc., et dans sa version modifiée en date du 12 février 1999 (intégré par renvoi à la pièce 10.12 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 15 mars 2006).
10.8	Conventions d'indemnisation intervenues au cours du premier trimestre de 2008 entre Ivanhoe Energy Inc. et ses membres de la direction et administrateurs (intégrées par renvoi dans la pièce 10.16 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
10.9	Contrat de travail intervenu en date du 2 mai 2007 entre Ivanhoe Energy Inc. et M. Michael Silverman (intégré par renvoi dans la pièce 10.17 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
10.10	Convention de transfert d'actif datée du 11 juillet 2008 intervenue entre Ivanhoe Energy Inc. et Talisman Energy Canada (intégrée par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 août 2008).
10.11	Convention d'acquisition datée du 11 juillet 2008 intervenue entre Ivanhoe Energy Inc. et Talisman Energy Canada (intégrée par renvoi dans la pièce 10.2 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 août 2008).
10.12	Billet de 12,5 millions de dollars canadiens en faveur de Talisman Energy Canada qui vient à échéance le 31 décembre 2008 (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
10.13	Billet de 40 millions de dollars canadiens en faveur de Talisman Energy Canada qui vient à échéance le 11 juillet 2011 et convertible au gré de Talisman Energy Canada en 12 779 552 actions ordinaires au prix 3,13 \$ CA l'action (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
10.14	Débeture à charge fixe et flottante d'Ivanhoe Energy Inc. en faveur de Talisman Energy Canada datée du 11 juillet 2008 d'un montant en capital de 67,5 millions de dollars canadiens (intégrée par renvoi dans la pièce 10.3 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
10.15	Convention de mise en gage datée du 11 juillet 2008 intervenue entre Ivanhoe Energy Inc. et Talisman Energy Canada (intégrée par renvoi dans la pièce 10.4 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 11 novembre 2008).
10.16	Traduction anglaise du contrat de services particuliers daté du 8 octobre 2008 intervenu entre Ivanhoe Energy Ecuador Inc., Empresa Estatal de Petroleos del Ecuador, Petroecuador et Empresa Estatal de Exploracion y Produccion de Petroleos del Ecuador, Petroproduccion. (intégrée par renvoi dans la pièce 10.24 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 mars 2009).
10.17	Traduction anglaise du contrat modifiant le contrat de services particuliers daté du 13 février 2009 intervenu entre Ivanhoe Energy Ecuador Inc., Empresa Estatal de Petroleos del Ecuador, Petroecuador et Empresa Estatal de Exploracion y Produccion de Petroleos del Ecuador, Petroproduccion (intégrée par renvoi dans la pièce 10.25 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 mars 2009).
10.18	Convention d'options d'achat d'actions datée du 16 juin 2009 intervenue entre Ivanhoe Energy Holdings Inc., Ivanhoe Energy Inc., Seneca South Midway LLC et Seneca Resources Corporation (intégrée par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-Q déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 9 novembre 2009).
10.19	Contrat d'emploi daté du 1 ^{er} octobre 2009 intervenu entre Ivanhoe Energy Inc. et Gerald D. Schiefelbein (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 8-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 novembre 2009).
10.20	Contrat d'emploi daté du 1 ^{er} octobre 2009 intervenu entre Ivanhoe Energy Inc. et David A. Dyck.
14.1	Code de déontologie et d'éthique dans sa version modifiée en date du 2 novembre 2007 (intégré par renvoi dans la pièce 14.1 du formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 17 mars 2008).
21.1	Filiales d'Ivanhoe Energy Inc.
23.1	Consentement de GLJ Petroleum Consultants Ltd., ingénieurs pétroliers.

23.2	Consentement de Deloitte & Touche s.r.l.
31.1	Attestation du chef de la direction conformément à l'article 302 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
31.2	Attestation du chef des finances conformément à l'article 302 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
31.3	Attestation du chef de la direction conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
31.4	Attestation du chef des finances conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
99.1	GLJ Petroleum Consultants Ltd., rapport sur les données des réserves par un évaluateur de réserves qualifié indépendant ou un vérificateur en date du 31 décembre 2009.