

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 2013
Numéro de dossier de la commission : 000-30586



Ivanhoe Energy Inc.

(Dénomination sociale exacte de l'émetteur inscrit 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'IRS)

654-999 Canada Place
Vancouver (Colombie-Britannique) Canada V6C 3E1
604-688-8323

(Adresse et numéro de téléphone des bureaux de direction principaux de l'émetteur inscrit)

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

Titre de chaque catégorie	Nom de chacune des bourses à la cote desquelles les titres sont inscrits
Actions ordinaires sans valeur nominale	Bourse de Toronto The NASDAQ Capital Market

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

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 loi *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 la loi *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 loi intitulée *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) a été soumis à ces exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours. ☒ Oui ☐ Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit a soumis par voie électronique et affiché sur son site Web, le cas échéant, tous les fichiers de données interactifs devant être soumis et affichés en vertu de la Règle 405 du Règlement S-T (§232.405 de ce chapitre) au cours des 12 derniers mois (ou pendant toute période de moins de 12 mois au cours de laquelle l'émetteur inscrit était tenu de soumettre et d'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 ce chapitre) 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 assujetti, au sens donné à la définition de *large accelerated filer*, *accelerated filer* et *smaller reporting company* dans la Règle 12b-2 de la loi *Exchange Act*.

Important déposant admissible au régime de dépôt accéléré

☐ Déposant admissible au régime de dépôt accéléré

☒

Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré

☐ Plus petit émetteur assujetti

☐

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 la loi *Exchange Act*.

☐ Oui ☒ Non

Au 30 juin 2013, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des personnes ne faisant pas partie de son groupe était de 82 643 930 \$ selon le cours de clôture à la Bourse de Toronto à cette date.

Le 7 mars 2014, l'émetteur inscrit avait 114 824 253 actions ordinaires en circulation.

TABLE DES MATIÈRES

PARTIE I	6
RUBRIQUES 1 ET 2 : ACTIVITÉS ET PROPRIÉTÉS	6
RUBRIQUE 1A : FACTEURS DE RISQUE	19
RUBRIQUE 1B : QUESTIONS NON RÉSOLUES	26
RUBRIQUE 3 : LITIGES	27
RUBRIQUE 4 : INFORMATION SUR LA SÉCURITÉ DANS LES MINES	28
PARTIE II	28
RUBRIQUE 5 : MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES DE L'ÉMETTEUR INSCRIT, AUTRES QUESTIONS CONCERNANT LES ACTIONNAIRES ET ACHATS DE TITRES DE PARTICIPATION PAR L'ÉMETTEUR	28
RUBRIQUE 6 : PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES	32
RUBRIQUE 7 : RAPPORT DE GESTION	32
RUBRIQUE 7A : RENSEIGNEMENTS QUANTITATIFS ET QUALITATIFS SUR LES RISQUES LIÉS AUX MARCHÉS	43
RUBRIQUE 8 : ÉTATS FINANCIERS ET INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES	45
RUBRIQUE 9 : MODIFICATIONS DE LA PRÉSENTATION DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE ET DIVERGENCES D'OPINIONS AVEC LES COMPTABLES À CE SUJET	84
RUBRIQUE 9A : CONTRÔLES ET PROCÉDURES	84
RUBRIQUE 9B : AUTRES RENSEIGNEMENTS	86
PARTIE III	86
RUBRIQUE 10 : ADMINISTRATEURS, MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION ET GOUVERNANCE	86
RUBRIQUE 11 : RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION	93
RUBRIQUE 12 : PROPRIÉTÉ DE TITRES PAR CERTAINS VÉRITABLES PROPRIÉTAIRES ET PAR LA DIRECTION ET QUESTIONS CONNEXES AYANT TRAIT AUX ACTIONNAIRES	111
RUBRIQUE 13 : CERTAINES RELATIONS ET OPÉRATIONS RELIÉES ET INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS	113
RUBRIQUE 14 : PRINCIPAUX HONORAIRES ET SERVICES COMPTABLES	114
PARTIE IV	115
RUBRIQUE 15 : PIÈCES ET ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS	115

ABRÉVIATIONS

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

b	= baril	kb/j	= millier de barils par jour
b/j	= barils par jour	kbep	= millier de barils équivalents pétrole
bep	= baril équivalent pétrole	kbep/j	= millier de barils équivalents pétrole par jour
bep/j	= barils équivalents pétrole par jour	Mb	= million de barils
kb	= millier de barils	Mb/j	= million de barils par jour

L'équivalent pétrole sert à comparer des quantités de pétrole avec des quantités de gaz ou pour exprimer ces différents produits avec la même unité. On obtient un bep en convertissant six mille pieds cubes de gaz en un baril de pétrole (6 kpi³/1 b). 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.

DEVICES 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. Les cours du change à midi du dollar canadien publiés par la Banque du Canada s'établissaient comme suit :

(\$ US)	2013	2012	2011
Clôture	0,94	1,01	0,98
Haut	1,02	1,03	1,06
Bas	0,93	0,96	0,94
Cours moyen à midi	0,97	1,00	1,01

Le 7 mars 2014, le cours du change à midi s'établissait à 0,92 \$ US pour 1,00 \$ CA.

MENTION SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

À l'exception des données historiques, certains sujets abordés dans le présent rapport annuel, notamment ceux figurant aux rubriques 1 et 2, « Activités et propriétés », et à la rubrique 7, « Rapport de gestion », constituent des énoncés prospectifs qui comportent des risques et des incertitudes.

Les énoncés contenant des termes comme « pourrait », « devrait », « peut », « prévoir », « estimer », « se proposer de », « planifier », « s'attendre à », « croire » et d'autres mots ou expressions semblables et l'utilisation du futur et du conditionnel, ainsi que les déclarations relatives à des questions qui ne sont pas basées sur des faits historiques constituent des « énoncés prospectifs » au sens des « dispositions refuges » prévues dans la loi intitulée *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995*. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport annuel comprennent, sans toutefois s'y limiter, des déclarations relatives à des puits, à des régions ou à des projets donnés. Toute déclaration concernant les prix futurs éventuels du pétrole brut; les niveaux de production futurs; les niveaux de redevances et d'imposition futurs; les dépenses d'investissement futures, leur calendrier et leur attribution aux activités d'exploration et de mise en valeur; les acquisitions ou cessions futures d'actifs; les sources de financement futures pour les programmes de dépenses en immobilisations de la société; les niveaux d'endettement futurs; la disponibilité de facilités de crédit futures; les possibilités de commercialisation des projets de la société; les projets de mise en valeur ou d'accroissement de la capacité; la capacité future d'effectuer des cessions d'actifs ou d'entreprises; la formation future de coentreprises et d'autres relations d'affaires avec des tiers; les sources futures de trésorerie et de flux de trésorerie et leur affectation; les forages futurs de nouveaux puits; la recouvrabilité finale des actifs à court et à long terme; la recouvrabilité finale de réserves ou de ressources; les coûts prévus liés aux opérations; les estimations des montants par action; les taux de change futurs, les dépenses et les provisions futures liées aux questions environnementales et la capacité de la société de se conformer à la réglementation connexe; les dates auxquelles certaines zones seront mises en valeur, entreront en production ou atteindront la capacité d'exploitation prévue, et les modifications relatives aux éléments susmentionnés, peuvent constituer un énoncé prospectif.

Les déclarations relatives aux « réserves » constituent des énoncés prospectifs, puisqu'elles s'appuient sur l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites existent dans la quantité prévue ou estimée et qu'elles pourront ultérieurement être exploitées de façon rentable.

Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport annuel se fondent sur certaines hypothèses et analyses de la société compte tenu de ses expériences et de sa perception des tendances historiques, de la conjoncture actuelle et des développements futurs prévus, de même que d'autres facteurs qu'elle juge pertinents dans certaines circonstances. De par leur nature même, ces énoncés prospectifs comportent des risques et des incertitudes, notamment le risque que leurs prévisions ne se concrétisent pas. Le lecteur ne doit pas se fier indûment aux énoncés prospectifs étant donné que nombre de facteurs importants pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement des croyances, des plans, des objectifs, des attentes et des prévisions, des estimations ou des intentions formulés dans les énoncés prospectifs, notamment les facteurs mentionnés ci-dessous et ceux analysés plus en détail à la rubrique 1A, « Facteurs de risque », ainsi qu'à la rubrique 7A, « Renseignements quantitatifs et qualitatifs sur les risques liés aux marchés », du présent rapport annuel. Ces facteurs tiennent compte, sans toutefois s'y limiter : du fait que la société génère des produits restreints depuis peu de temps, qu'elle subit des pertes et qu'elle enregistre des flux de trésorerie négatifs dans le cadre de ses activités d'exploration et de mise en valeur au Canada, en Équateur, en Mongolie et aux États-Unis; des liquidités limitées de la société et, en conséquence, de son besoin d'obtenir du financement supplémentaire; de sa capacité à mobiliser des fonds au fur et à mesure des besoins ou selon des modalités acceptables; de la portée des fluctuations des prix du pétrole et du gaz et du moment où ces fluctuations surviennent; de la concurrence que livrent à la société des entreprises plus importantes et mieux financées dans le domaine de l'exploration de biens pétroliers et gaziers; des risques liés à l'environnement; des questions relatives aux titres de propriété; des risques associés aux travaux de forage et aux activités opérationnelles; des incertitudes quant aux estimations des réserves et au succès de la technologie de valorisation du pétrole lourd en pétrole léger (« HTL^{MD} »); du potentiel de succès des biens pétroliers et gaziers de la société au Canada, en Équateur et en Mongolie; des prix des produits et des services; de la disponibilité des appareils de forage et des services de soutien; de la législation et de la réglementation gouvernementales; de la conjoncture politique et économique des pays où la société exerce des activités; de la mise en oeuvre du programme de dépenses en immobilisations de la société.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport annuel sont faits en date des présentes et la société décline toute obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement des énoncés prospectifs, que ce soit à la lumière de nouvelle information, d'événements futurs ou autrement, sauf si la législation en valeurs mobilières l'exige. Les énoncés prospectifs contenus dans les présentes sont expressément assujettis, dans leur intégralité, à la présente mise en garde portant sur les énoncés prospectifs.

PARTIE I

RUBRIQUES 1 ET 2 : ACTIVITÉS ET PROPRIÉTÉS

GÉNÉRALITÉS

Ivanhoe Energy Inc. (« Ivanhoe », la « société », « nous », « nos » ou « notre ») est une société indépendante de mise en valeur 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^{MD}. La société exerce ses activités principales au Canada et en Équateur et s'emploie à étendre ses activités à l'échelle internationale.

La société a été constituée 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, la société a adopté la nouvelle dénomination Black Sea Energy Ltd. Le 24 juin 1999, Black Sea Energy Ltd. a fusionné avec Sunwing Energy Ltd. (« Sunwing »), et la dénomination a été modifiée pour devenir Ivanhoe Energy Inc.

En 2005, Ivanhoe a fusionné avec Ensyn Group Inc. (« Ensyn ») et acquis dans le cadre de l'opération le procédé exclusif et breveté de valorisation de pétrole lourd HTL^{MD}. En juillet 2008, la société a acquis de Talisman Energy Canada (« Talisman ») des participations dans les sables bitumineux, notamment certaines concessions dans les sables bitumineux de la région de l'Athabasca, au Canada (« Tamarack » ou le « projet Tamarack »). Plus tard en 2008, la société a signé avec les sociétés pétrolières d'État de l'Équateur un contrat d'exploration et de mise en valeur du champ de pétrole lourd de Pungarayacu, situé dans le bloc 20. En 2009, Ivanhoe a vendu sa filiale en propriété exclusive Ivanhoe Energy (USA) Inc., mettant ainsi fin à toutes ses activités d'exploration et de production pétrolière et gazière aux États-Unis. Également en 2009, la société a conclu un contrat de partage de production du Bloc XVI de Nyalga, en Mongolie, dans le cadre d'une prise de contrôle de PanAsian Petroleum Inc., une société à capitaux privés. En 2012, la société a vendu sa filiale en propriété exclusive, Pan-China Resources Ltd, et a cédé la totalité de sa participation dans l'entente pour l'exploration, la mise en valeur et la production au bloc de Zitong à des tiers dans les deux cas, et, par conséquent, s'est départie de ses activités d'exploration et de production pétrolière et gazière en Chine.

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Ivanhoe continue d'adhérer à sa stratégie fondamentale, qui consiste à :

- rechercher à l'échelle internationale les projets de mise en valeur de pétrole lourd susceptibles de profiter sur le plan opérationnel de notre technologie HTL^{MD} exclusive;
- lier l'entrée dans de nouveaux pays et l'expansion de nos activités à des projets qui, en raison de leur éloignement géographique, de leur situation géopolitique ou de leurs besoins opérationnels, ont été négligés par l'industrie, et étendre subséquemment nos efforts à ces endroits à des activités pétrolières et gazières plus traditionnelles;
- maximiser la valeur des actifs existants par l'intermédiaire de placements, d'activités de développement et de partenariats stratégiques.

Importance du pétrole lourd dans l'industrie pétrolière et gazière

L'industrie pétrolière et gazière subit à l'échelle mondiale l'incidence du déclin des réserves peu coûteuses à exploiter. Cette situation se traduit par des variations importantes de l'offre et de la demande. Ivanhoe est d'avis que, malgré l'émergence récente du pétrole de schiste léger, l'offre et la demande de pétrole à l'échelle mondiale entraîneront à long terme 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 thermique pour l'amener à la surface, ainsi que le pétrole lourd non conventionnel et le bitume. Bien que la société concentre ses activités sur le pétrole lourd non conventionnel, les deux catégories jouent un rôle important dans notre stratégie commerciale.

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. 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 devenue de plus en plus fréquente.

Un certain nombre de percées technologiques clés en lien avec le bitume et le pétrole lourd non conventionnel, notamment dans les domaines de la télédétection, du forage horizontal et des techniques thermiques, ont entraîné des augmentations

soutenues dans les activités de projets.

Ces nouvelles technologies ont suscité un intérêt accru envers les ressources en pétrole lourd. Néanmoins, leur exploitation rentable présente encore certains défis, notamment : i) les besoins de vapeur et d'électricité pour permettre l'extraction du pétrole lourd; ii) la nécessité de recourir à un diluant pour faciliter l'écoulement du pétrole une fois à la surface; iii) l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd; et iv) les 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.

Proposition de valeur d'Ivanhoe

Grâce au procédé HTL^{MD}, Ivanhoe entend répondre aux grands défis que pose la production du pétrole lourd et à le faire à une échelle économique minimale relativement petite.

La technologie HTL^{MD} d'Ivanhoe est un procédé de valorisation partielle conçu pour que des installations ayant une production aussi faible que 10 000 à 30 000 b/j soient rentables, soit une production considérablement plus faible que l'échelle économique minimale des installations de valorisation autonomes classiques, telles que les installations de cokéfaction retardée, dont la production est en général supérieure à 100 000 b/j. Le procédé HTL^{MD} est un analogue du procédé de craquage catalytique fluide, un concept éprouvé de traitement du pétrole. Le principal avantage du procédé HTL^{MD} réside dans son temps de craquage (temps de résidence), de quelques secondes seulement, qui permet la construction d'installations plus petites et moins coûteuses, tout en éliminant le recours à l'hydrogène dans les unités d'hydrotraitement, une étape à la fois onéreuse et impliquant une échelle minimale importante qui est généralement nécessaire dans les procédés de valorisation classiques. Le procédé HTL^{MD} présente l'avantage supplémentaire de convertir les sous-produits tirés de la valorisation en énergie utilisable sur place, plutôt que de produire de grandes quantités de coke de qualité médiocre.

Le procédé HTL^{MD} 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^{MD} procure quatre grands avantages au producteur :

- élimination quasi-totale des besoins extérieurs en énergie pour la production de vapeur et/ou d'électricité dans les opérations en amont;
- élimination des besoins de diluant ou de la nécessité de mélanger le pétrole pour le transport;
- récupération de la plus grande partie de l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd;
- 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 peut être améliorée par l'ajout de la technologie HTL^{MD}. Plus les ressources sont isolées et moins leur propriétaire dispose de liquidités, plus la proposition de valeur du procédé HTL^{MD} est grande.

Stratégie de mise en œuvre

Ivanhoe est une société pétrolière et gazière dont la technologie brevetée vise à résoudre plusieurs des grands problèmes auxquels est confrontée l'industrie actuelle du pétrole et du gaz. En outre, compte tenu de l'expérience d'Ivanhoe en matière de récupération thermique, la société occupe une position privilégiée pour ajouter une valeur et tirer parti de son avantage technologique en travaillant avec des partenaires à des projets de ressources de pétrole lourd délaissées partout dans le monde.

La stratégie continue de la société comprend les points suivants :

- **Faire progresser ses deux projets clés de pétrole lourd au Canada et en Équateur.** Poursuivre le déploiement du personnel et des ressources financières afin de soutenir l'objectif de la société, qui consiste à devenir un important producteur de pétrole lourd.
- **Perfectionner le procédé HTL^{MD}.** Poursuivre les travaux de développement afin de faire progresser la technologie HTL^{MD} au cours de son application commerciale au Canada, en Équateur et dans d'autres pays.
- **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 travaille à la mise au point de plans de financement et à l'établissement des relations nécessaires à ses futures activités de mise en valeur.
- **Constituer des capacités internes.** La société continue de développer son leadership interne et ses compétences techniques en fidélisant le personnel clé associé à chaque grand projet et en maintenant les autres capacités techniques essentielles selon les besoins.
- **Continuer de déployer le personnel et les ressources financières nécessaires pour tirer profit d'autres occasions de participer à des projets de mise en valeur utilisant le procédé HTL^{MD} de la société.** La commercialisation du procédé de valorisation de la société nécessite une étroite collaboration avec les partenaires, les fournisseurs, les gouvernements hôtes et les bailleurs de fonds.

DESCRIPTIONS DES PROPRIÉTÉS

Nous exerçons nos principales activités pétrolières et gazières dans deux régions géographiques, soit le Canada et l'Équateur. Le secteur du Développement des technologies est chargé des coûts engagés pour le développement et le

perfectionnement de la technologie HTL^{MD} et la recherche d'améliorations à y apporter. La société possède également un projet d'exploration en Mongolie. Le bénéfice net, les dépenses en immobilisations et les actifs identifiables pour ces secteurs d'activité sont présentés dans la note 18 des états financiers consolidés à la rubrique 8 et dans le rapport de gestion à la rubrique 7 du présent rapport annuel.

Canada

La propriété Tamarack, acquise de Talisman en 2008, consiste en une concession de 6 880 acres située à environ 10 milles au nord-est de Fort McMurray, dans la province canadienne de l'Alberta. Le projet Tamarack prévoit une récupération thermique par drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGVM ») en deux étapes de 40 000 b/j et une installation de HTL^{MD}. Notre évaluateur de réserves indépendant, GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »), a attribué des réserves probables nettes, déduction faite des redevances, de 136 Mb de bitume à Tamarack.

En novembre 2010, Ivanhoe a déposé une évaluation exhaustive des impacts environnementaux pour le projet Tamarack. Les autorités de réglementation ont achevé leur examen initial de la demande de la société et, comme le veut l'usage, elles ont envoyé une première série de demandes de renseignements supplémentaires au troisième trimestre de 2011. La société a soumis les renseignements supplémentaires aux autorités de réglementation au quatrième trimestre de 2011.

La société a reçu des demandes de renseignements supplémentaires additionnelles aux deuxième et quatrième trimestres de 2012 et a répondu à ces demandes en juillet et en novembre 2012, respectivement. Le 21 janvier 2013, la société a reçu une détermination de l'intégralité du document d'évaluation environnementale (« *Completeness Determination* ») de l'Environment and Sustainable Resource Development de l'Alberta aux termes de l'article 53 de la loi intitulée *Environmental Protection Act* à la suite de son examen de l'évaluation des impacts environnementaux de Tamarack. En août 2013, la société a bonifié sa demande en soumettant un addenda. Cet addenda incluait les résultats de l'essai et du carottage de trois autres puits au premier trimestre de 2013 ainsi que les données sismiques 3-D d'une partie de la zone du projet.

En décembre 2013, la société a appris que l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie en Alberta (« *Alberta Energy Regulator* » ou « AER ») entend effectuer un examen technique approfondi des facteurs qui influencent le confinement du réservoir des projets DGVM de faible profondeur et qu'il consultera les parties prenantes dans le but d'élaborer des exigences réglementaires formelles. Ayant discuté avec chacun des demandeurs concernés, l'AER a publié un bulletin contenant des lignes directrices provisoires. L'AER laisse maintenant entendre qu'il élaborera les nouvelles exigences après avoir travaillé en étroite collaboration avec l'industrie et les parties prenantes. Cette décision et ce processus touchent tous les projets DGVM de faible profondeur, y compris le projet Tamarack d'Ivanhoe.

Dans le cadre d'une rencontre avec l'AER en décembre 2013, Ivanhoe a été avisée que, conformément aux lignes directrices provisoires, la demande relative au projet Tamarack ne continuera à être traitée que lorsque a) les données sismiques 3-D auront été recueillies et interprétées pour l'ensemble de la zone de développement initial et que b) la pression maximale d'exploitation sera conforme aux lignes directrices provisoires.

La société s'est ensuite préparée à lancer un programme sismique portant sur la partie restante de la zone de développement initial où aucun trou de tir sismique n'avait été pratiqué et a poursuivi ses pourparlers avec l'AER concernant la validité de sa méthodologie pour la pression maximale d'exploitation qu'elle propose. On avait laissé entendre à la société que l'AER pourrait envisager d'évaluer la validité de sa méthodologie et de prendre une décision à ce sujet, mais dans une lettre datée du 6 février 2014 et reçue par la société le 24 février 2014, l'AER a déclaré que cela ne serait pas le cas. C'est à ce moment que la société a annulé le coûteux programme sismique prévu pour cet hiver.

La société continue de discuter avec l'AER et étudie d'autres solutions pour faire progresser le projet Tamarack. De plus, la société poursuit ses discussions avec les parties prenantes locales afin de tenir compte de toutes les préoccupations exposées dans le cadre du processus réglementaire. Ivanhoe demeure convaincue que le projet de mise en valeur qu'elle propose pour Tamarack est sécuritaire et rentable et elle s'attend à ce que le projet soit approuvé. Cependant, tant que les nouvelles exigences réglementaires formelles ne seront pas connues, Ivanhoe est dans l'incapacité de déterminer si le projet Tamarack, tel qu'il est actuellement proposé, sera au bout du compte conforme à ces exigences.

Exception faite des éléments essentiels, la société a suspendu toutes les activités, notamment les dépenses en immobilisations, en lien avec sa demande actuelle pour le projet de sables bitumineux de Tamarack, dans l'attente de précisions de la part de l'AER quant aux exigences réglementaires définitives s'appliquant aux projets DGVM de faible profondeur et/ou de la poursuite de tout pourparler que la société pourrait avoir avec l'AER.

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 un contrat pour des services particuliers d'une durée de 30 ans. Le contrat (qui a par la suite été cédé à une autre société pétrolière nationale équatorienne, Petroamazonas) accorde à Ivanhoe un droit d'exploration et de mise en valeur du champ de pétrole lourd Pungarayacu faisant partie du bloc 20, un secteur d'une superficie de 426 milles carrés à environ 125 milles au sud-est de la capitale, Quito. Le contrat de services particuliers prévoit que le gouvernement équatorien paiera des frais pour chaque baril de pétrole produit à partir du champ. Ces frais varieront selon trois indices publiés des prix à la production et, de l'avis de la société, ils suivront les fluctuations des prix de référence du West Texas Intermediate. La société prévoit utiliser la technologie HTL^{MD} en plus de fournir une technologie pétrolière d'avant-garde, 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. La société peut également effectuer des travaux d'exploration de pétrole léger dans la région visée par l'entente et mélanger le pétrole léger qu'elle découvrira au pétrole lourd produit en vue de sa livraison à Petroamazonas.

En 2010, Ivanhoe a procédé au forage de ses deux premiers puits d'estimation au champ Pungarayacu. Au deuxième puits, IP-5b, des forages, des prélèvements de carottes et des diagraphies ont pu être réalisés jusqu'à une profondeur de 1 080 pieds. Le puits a été foré dans les sables bitumineux de Hollin et de la vapeur a été injectée avec succès dans le réservoir pour en extraire du pétrole lourd chauffé. En 2011, des additifs ont été ajoutés au pétrole brut lourd pompé du puits IP-5b afin que celui-ci respecte les spécifications du pipeline local au moyen du procédé de valorisation HTL^{MD} exclusif d'Ivanhoe à son installation d'essai de San Antonio. Plus tard au cours de 2011, la société a réalisé un sondage sismique 2-D de 190 kilomètres sur la portion sud du bloc 20. Après analyse du programme sismique, Ivanhoe s'est préparée à forer un puits d'exploration plus creux sur les horizons Hollin et du pré-Crétacé de la partie sud du bloc Pungarayacu afin de tester le potentiel de ressources de pétrole plus léger, ce qui se révélerait avantageux aux fins de mélange, mais aussi d'un point de vue économique pour le projet en général.

En 2012, la société a foré le puits IP-17 dans une zone antérieure au Crétacé dans la partie sud du bloc afin de tester les formations de cette zone. Le forage a été réalisé avec succès à une profondeur de 13 594 pieds, et le puits a ensuite été tubé et les activités, interrompues. Le forage du puits a permis de confirmer la présence d'hydrocarbures dans les formations de Hollin et de Napo, et d'évaluer le potentiel des structures plus profondes antérieures au Crétacé. Bien que des hydrocarbures aient été trouvés dans les formations de Hollin et de Napo, le réservoir dans le voisinage immédiat du puits n'était pas suffisant pour une exploitation commerciale.

Au cours de 2013, la société a foré le puits IP-14b à une profondeur totale de 1 150 pieds et rencontré des hydrocarbures dans la formation de Hollin. Le 31 décembre 2013 a pris fin la première phase de la convention particulière de services conclue entre Ivanhoe et le gouvernement équatorien et représentant la phase d'évaluation. Les prochaines étapes du contrat auraient correspondu aux phases du projet pilote et de l'exploitation. Cependant, en 2013, la société a pris part à des discussions avec une importante société pétrolière internationale à propos d'un concept d'investissement et de participation en coentreprise dans la mise en valeur et l'exploitation du bloc 20. Pendant ces discussions, les parties ont mis sur pied un cadre de modalités commerciales qui a été utilisé dans le cadre de discussions distinctes avec le gouvernement de l'Équateur. L'objectif ultime de ces discussions avec le gouvernement équatorien a été de définir des modalités mutuellement acceptables permettant la formation d'un consortium entre la société et la tierce partie pour la mise en valeur conjointe du bloc 20. La formation du consortium dépend de la réussite des négociations de conventions définitives et exécutoires qui reflètent l'atteinte de cet objectif. Bien qu'Ivanhoe demeure optimiste, rien ne garantit que cet objectif sera atteint ou qu'il sera atteint dans un délai raisonnable. L'issue de ces discussions aura probablement une incidence importante sur le maintien de la participation de la société dans le projet du bloc 20.

Asie

Mongolie

En novembre 2009, dans le cadre d'une fusion avec PanAsian Petroleum Inc., nous avons acquis une entente de partage de production visant le bloc XVI à Nyalga, dans les provinces de Khenti, de Govi Sumber et de Tov, en Mongolie. Le projet est exploité par une société enregistrée en Mongolie, Shaman LLC (« Shaman »), qui est une filiale en propriété exclusive indirecte de PanAsian Energy Ltd. Le bloc couvre actuellement une zone d'environ 9 239 kilomètres carrés. La période d'exploration d'une durée de cinq ans est divisée en trois phases consécutives, soit une de deux ans (« Phase I »), une de un an (« Phase II ») et une de deux ans (« Phase III »), et il est possible d'opter pour une période de prolongement de deux ans suivant la Phase I ou la Phase II.

Au cours des levés sismiques initiaux, le gouvernement de la Mongolie a désigné une portion d'environ 16 % du bloc dans la zone Delgerkhaan comme étant un site historique, et les travaux effectués dans cette zone ont été suspendus. Une lettre de la Mineral Resources and Petroleum Authority of Mongolia (la « MRPAM ») a stipulé que les obligations aux termes de la première année de la Phase I seraient prolongées d'une année supplémentaire à compter du moment où la société serait autorisée à reprendre les travaux laissés en suspens dans la zone. À ce jour, l'accès à cette zone n'est toujours pas

autorisé, et les discussions avec la MRPAM se poursuivent. Par conséquent, le gouvernement a modifié les dates de début des années du projet. Il est désormais considéré que la Phase II a commencé le 20 juillet 2010.

Entre la fin de 2009 et le premier trimestre de 2010, la société a acquis 465 kilomètres additionnels de données sismiques 2-D au bloc XVI, pour un total de 925 kilomètres de données sismiques 2-D dans le sous-bassin du Kherulen. Les données sismiques ont été utilisées pour forer deux puits en 2011. Le premier puits d'exploration, N16-1E-1A, a été foré puis abandonné, car il ne contenait aucune trace de pétrole dans le réservoir. La société a observé une imprégnation de pétrole, de la fluorescence et une augmentation du gaz de fond à son deuxième site de forage, soit le N16-2E-B. Après des tests exhaustifs en laboratoire des déblais de forage provenant du deuxième puits, il a été décidé que le pétrole n'était pas de nature mobile et donc toute activité d'achèvement a été abandonnée. Des travaux de remise en état ont été achevés à l'emplacement du puits, et le gouvernement local a approuvé ceux-ci.

Au début de 2013, la société a conclu l'acquisition d'un programme de données sismiques 2-D de 106 kilomètres et procédé au traitement des résultats. Les nouvelles données sismiques ont été intégrées aux résultats des forages récents par des conseillers indépendants, et la version définitive d'un rapport de prospection à jour a été rédigée au troisième trimestre de 2013. Le rapport contient des recommandations quant à la possibilité d'évaluer trois sites de forage en fonction du résultat de cet examen.

La durée initiale de cinq ans de la licence d'exploration devait expirer le 19 juillet 2013. Ayant satisfait à l'exigence relative aux dépenses minimales, la société a demandé et obtenu que l'entente de partage de production soit prolongée de deux années, portant ainsi l'échéance au 19 juillet 2015, ce qui lui laisse plus de temps pour trouver un partenaire ou un acheteur.

L'entente de partage de production permet que celle-ci soit prolongée de deux années additionnelles à compter du mois de juillet 2015.

RÉSERVES, PRODUCTION ET RENSEIGNEMENTS CONNEXES

En plus des renseignements fournis ci-après, veuillez consulter la sous-rubrique « Renseignements supplémentaires au sujet des activités de production pétrolière et gazière (non vérifiés) » de 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. Nous n'avons pas déposé ni inclus dans des rapports déposés auprès d'autres autorités ou agences fédérales américaines aucune estimation des réserves prouvées totales de pétrole depuis le début du dernier exercice.

Le tableau suivant présente les réserves pétrolières probables et possibles estimatives au 31 décembre 2013.

Sommaire des réserves pétrolières et gazières compte tenu des prix moyens de 2013

	Canada
	Bitume
(kb)	Tamarack
Probables	
Mises en valeur	–
Non mises en valeur	141 477
Possibles	
Mises en valeur	–
Non mises en valeur	31 465

Canada

Réserves probables et possibles

Aucune réserve additionnelle n'a été attribuée à Tamarack en 2013 puisque la poursuite des travaux d'expansion des réserves est soumise à l'approbation des organismes de réglementation relativement à la demande de la société visant le projet, à l'approbation du conseil d'administration et à un forage de délimitation additionnel.

La zone du projet Tamarack visée par la demande recèle aussi des réserves possibles, mais qui présentent un degré de certitude plus faible par rapport à celui des réserves probables en raison des caractéristiques de plus faible qualité du réservoir ou du niveau de délimitation du réservoir. Veuillez vous reporter à la rubrique « Contrôle interne de l'estimation concernant les réserves » pour connaître la distinction entre les réserves possibles et les réserves probables.

Fondement des estimations des réserves

Les estimations de récupération à Tamarack se fondent sur une combinaison de simulations du réservoir, de caractérisations détaillées du réservoir et de rendements de projets semblables.

Contrôle interne de l'estimation concernant les réserves

Il incombe à la direction de veiller à la préparation des estimations des réserves pétrolières et gazières et des renseignements connexes. Les estimations et les renseignements connexes contenus dans le présent rapport annuel sont préparés conformément aux exigences de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC »), aux pratiques généralement reconnues de l'industrie aux États-Unis et aux normes du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE ») modifiées pour tenir compte des exigences de la SEC. À titre de société ouverte canadienne, nous sommes également assujettis aux exigences d'information du Règlement 51-101 (le « Règlement 51-101 ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM ») qui exige que nous divulguions les réserves et les autres renseignements à l'égard du pétrole et du gaz conformément aux normes prévues au Règlement 51-101. Les normes prescrites sont différentes, à certains égards, des exigences de la SEC. Veuillez vous reporter à la rubrique « Note spéciale à l'intention des investisseurs canadiens » ci-dessous.

L'estimation des réserves est un processus qui suppose des décisions complexes qui doivent être prises avec discernement sur la foi des données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Dans le cadre de l'estimation des réserves de pétrole et de gaz économiquement exploitables et des flux de trésorerie nets futurs en découlant, nous établissons diverses hypothèses et tenons compte de nombreux facteurs, ce qui comprend notamment, mais sans s'y limiter :

- caractéristiques attendues du réservoir selon les évaluations géologiques, géophysiques et techniques;

- rythmes de production futurs fondés sur le rendement historique et les activités d'exploitation et d'investissement futures prévues;
- prix et différentiels de qualité futurs du pétrole et du gaz;
- effets présumés de la réglementation imposée par les organismes gouvernementaux;
- coûts de mise en valeur et d'exploitation futurs.

Nous sommes d'avis que ces facteurs et ces hypothèses sont raisonnables compte tenu des renseignements dont nous disposons au moment où nous avons préparé nos estimations. Néanmoins, ces estimations pourront fluctuer considérablement à mesure que nous disposerons de nouvelles données concernant la réglementation gouvernementale et les activités de mise en valeur et d'exploitation en cours, de même qu'en fonction de l'évolution des conditions économiques ayant une incidence sur les prix et les coûts du pétrole et du gaz.

Les estimations des réserves sont classées selon le degré de confiance que l'on peut accorder à leur éventuelle exploitation commerciale. Les réserves prouvées correspondent aux quantités de pétrole et de gaz qui, au moyen d'analyses de données géoscientifiques et techniques, peuvent être jugées, avec une certitude raisonnable, comme étant exploitables économiquement dans les années à venir, à partir de réservoirs connus et selon la conjoncture économique, les méthodes d'exploitation et les réglementations gouvernementales actuelles. L'expression « certitude raisonnable » suppose que l'on s'attend avec un degré de confiance élevé que les quantités de pétrole et de gaz effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux estimations. Pour qu'un degré de certitude raisonnable soit atteint, les technologies utilisées dans le processus d'estimation doivent avoir fait la preuve de la cohérence et de la reproductibilité de leurs résultats.

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, à l'instar des réserves prouvées. Les réserves probables ont par conséquent un degré d'incertitude plus élevé que les réserves prouvées. Les réserves possibles sont les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves probables. Bien que la recherche de réserves possibles se fasse à l'extérieur de l'emplacement des réserves prouvées, l'estimation des réserves probables et possibles est, de par sa nature, plus spéculative que l'estimation des réserves prouvées et, par conséquent, assujettie à un risque de non-réalisation considérablement plus grand.

Les estimations de nos réserves ont été préparées par GLJ et revues par notre conseiller principal en ingénierie (« CPI ») à l'interne. Notre CPI est un ingénieur professionnel (P.Eng.) de l'Alberta qui cumule plus de 23 ans d'expérience générale de l'industrie, dont les 14 dernières années principalement dans le secteur du génie pétrolier et gazier au Canada. Par le passé, il a occupé divers postes touchant le développement, la planification et la gestion des activités de génie souterrain pour des projets pétroliers au Canada, l'établissement de prévisions et l'optimisation de la production, ainsi que l'évaluation de nouveaux procédés de récupération.

Tous les renseignements sur les réserves présentés dans le présent rapport annuel se fondent sur les estimations préparées par GLJ. Le personnel technique responsable de la préparation des estimations des réserves chez GLJ répond aux exigences relatives aux qualifications, à l'indépendance, à l'objectivité et à la confidentialité stipulées dans les normes intitulées *Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas* et établies par la Society of Petroleum Engineers. GLJ est un cabinet indépendant formé d'ingénieurs pétroliers, de géologues, de géophysiciens et de pétrophysiciens qui ne détiennent aucune participation dans nos propriétés ni ne sont employés sur la base d'honoraires conditionnels.

Notre conseil d'administration examine les estimations des réserves actuelles et l'information y afférente que les évaluateurs qualifiés indépendants présentent dans leur rapport sur les réserves. Notre conseil d'administration a approuvé les estimations des réserves et l'information y afférente.

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, les ACVM ont adopté le Règlement 51-101, qui prescrit les normes que les entreprises ouvertes canadiennes qui exercent des activités pétrolières et gazières sont tenues de suivre pour la préparation et la divulgation des estimations des réserves et des renseignements connexes.

Jusqu'en 2010, nous disposions d'une dispense à l'égard de certaines exigences du Règlement 51-101 qui nous permettait d'utiliser les exigences de la SEC pour certaines divulgations annuelles requises 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 reconnues dans l'industrie aux États-Unis et édictées par la Society of Petroleum Engineers, ainsi que les normes du manuel COGE, modifiées pour tenir compte des exigences de la SEC. Nous n'avons plus droit à cette dispense pour communiquer de l'information concernant nos réserves au Canada.

Toutefois, nous avons obtenu une autre dispense des ACVM qui, entre autres, nous permet de divulguer les réserves et les renseignements connexes conformément aux exigences d'information applicables aux États-Unis; pourvu que nous nous divulguions aussi nos réserves et les autres renseignements liés au pétrole et au gaz conformément aux exigences applicables du Règlement 51-101. Nous communiquons l'information à l'égard des réserves conformément aux exigences d'information applicables aux États-Unis dans le présent rapport annuel et l'information à l'égard des réserves et les autres renseignements concernant le pétrole et le gaz conformément aux exigences applicables du Règlement 51-101 dans notre formulaire 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, lequel est déposé auprès des ACVM et est accessible à l'adresse www.sedar.com.

Les réserves indiquées dans le présent rapport annuel représentent des réserves calculées sur le prix moyen du premier jour du mois au cours de la période de 12 mois précédant la fin de l'exercice 2013, 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), 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 laisse l'embauche d'évaluateurs de réserves qualifiés et indépendants 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.

Production, prix de vente et coûts de production

	2013	2012 ¹⁾	2011
Production de pétrole (b/j)	–	850	967
Prix de vente moyen (\$/b)	–	114,28	105,93
Coûts d'exploitation moyens ²⁾ (\$/b)	–	42,90	44,10

1) L'information sur la production de 2012 porte sur le projet de Dagang de la société qui a été vendu en décembre 2012 et inclut onze mois de résultats.

2) Les coûts d'exploitation moyens par unité de production, basés sur la participation nette déduction faite des redevances, représentent les coûts d'extraction, y compris les redevances sur bénéfice exceptionnel. Selon le document intitulé *Administrative Measures on Collection of Windfall Gain Levy on Oil Exploitation Business*, les entreprises qui exploitent et vendent du pétrole en Chine sont assujetties à des redevances sur bénéfice exceptionnel (les « redevances sur bénéfice exceptionnel ») si le prix moyen mensuel pondéré du pétrole dépasse un certain seuil. Les coûts d'exploitation moyens ne comprennent pas l'épuisement et la dépréciation, les impôts sur le revenu, les intérêts, les frais de vente et les frais administratifs et généraux.

La production pétrolière d'Ivanhoe provenait d'Asie, plus précisément des champs de Dagang et de Daqing en Chine. La plus grande partie de notre production provenait de Dagang et a été vendue à la société pétrolière nationale chinoise. En décembre 2012, la société a vendu les puits de pétrole producteurs qui étaient associés à ses propriétés en Chine. Aucun pétrole n'a été produit en 2013 par suite de la vente de la totalité des actifs de production en 2012.

Superficies

	Superficie mise en valeur (en acres)		Superficie non mise en valeur ¹⁾ (en acres)	
	Brute	Nette	Brute	Nette
Asie – Mongolie	–	–	2 283 234	2 283 324
Canada	–	–	7 520	7 520
Amérique latine	–	–	272 639	272 639

- 1) La superficie non mise en valeur est considérée comme celle où aucun puits n'a été foré ou complété à un stade permettant la production de quantités commerciales de pétrole et de gaz, sans égard au fait que cette superficie contienne ou non des réserves prouvées.

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 une prolongation de un an avant l'expiration ou la mise en production, selon la première de ces éventualités. Ivanhoe a déposé une demande pour le projet Tamarack en 2010, et cette demande fait depuis l'objet d'un examen réglementaire. En vertu de changements récents à la réglementation, Ivanhoe devra soumettre des données techniques et des informations supplémentaires afin que sa demande continue d'être traitée. En outre, des modifications réglementaires qui sont en cours et dont la version finale reste encore à établir pourraient avoir une incidence importante sur le projet tel qu'il est envisagé actuellement.

En octobre 2008, nous avons signé une convention particulière de services avec les sociétés pétrolières équatoriennes qui nous autorise à effectuer des travaux de mise en valeur au bloc 20 et à exploiter celui-ci pendant une période de 30 ans, qui peut être prolongée d'un commun accord des parties pour deux périodes additionnelles de cinq ans chacune en fonction des intérêts du gouvernement de l'Équateur et en conformité avec les lois du pays. Le 31 décembre 2013, la première phase de la convention particulière de services conclue entre Ivanhoe et le gouvernement équatorien et représentant la phase d'évaluation a pris fin. Les prochaines étapes du contrat auraient correspondu aux phases du projet pilote et de l'exploitation. Cependant, conformément à ce qui a été mentionné précédemment, en 2013, Ivanhoe et une importante société pétrolière internationale ont pris part à des discussions relativement à la création d'un consortium pour mettre en valeur conjointement le bloc 20 à compter de 2014. D'autres discussions portant sur le projet de consortium sont en cours entre Ivanhoe et le gouvernement de l'Équateur. L'issue de ces discussions aura probablement une incidence importante sur le maintien de la participation de la société dans le projet du bloc 20.

En Mongolie, les terrains que possède la société sont assujettis à des cessions périodiques jusqu'à la fin de la période d'exploration; les droits sur les terrains restants, le cas échéant, désignés aux fins d'évaluation et de mise en valeur, expireront 20 ans après la dernière découverte commerciale au bloc de Nyalga.

Activités de forage

(puits nets) ¹⁾	Puits d'exploration nets			Puits de mise en valeur nets			Total des puits forés
	Producteurs	Puits secs	Total	Producteurs	Puits secs	Total	
Asie							
2013 ²⁾	–	–	–	–	–	–	–
2012 ²⁾	–	1,0	1,0	1,0	–	1,0	2,0
2011	–	1,0	1,0	2,5	–	2,5	3,5

- 1) Les puits nets représentent la somme des fractions de participation directe que nous détenons dans des puits bruts.

- 2) Au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2013, nous ne forions pas activement de puits.

DÉVELOPPEMENT DES TECHNOLOGIES

Le secteur du Développement des technologies de la société est chargé des activités liées à la technologie HTL^{MD}. En avril 2005, Ivanhoe a fusionné avec la société Ensyn, obtenant ainsi une licence exclusive et irrévocable d'utilisation de son procédé HTL^{MD} pour toutes les applications sauf celles liées à la biomasse. Depuis, la société continue d'étendre sa protection par brevet aux innovations qu'elle a apportées à la technologie HTL^{MD} et d'élargir considérablement son portefeuille de propriété intellectuelle lié à cette technologie. Ivanhoe est le cessionnaire de six brevets américains et a 13 autres demandes de brevet américain en instance. La société compte également 57 brevets et 32 demandes de brevet en instance dans d'autres pays. En outre, Ivanhoe détient des licences exclusives et irrévocables sur 17 brevets mondiaux pour le processus de transformation thermique rapide en ce qui concerne le pétrole. Les brevets-clés d'Ivanhoe expirent en 2032.

La demande mondiale de pétrole brut et de combustibles liquides devrait continuer de créer des possibilités pour l'exploitation de quantités additionnelles de ressources en pétrole lourd. Beaucoup de ressources en pétrole lourd existent sous la forme d'actifs délaissés qui sont en général géographiquement éloignés ou difficiles d'accès. Dans ces régions éloignées, l'infrastructure industrielle peut ne pas être pleinement développée et la disponibilité des ressources de construction est restreinte. De plus, les techniques de production continuent de gagner en complexité. Par conséquent, la mise en valeur du pétrole lourd demeure difficile sur le plan économique et, pour des raisons d'ordre pratique, il peut être impossible de mettre en œuvre des solutions classiques pour résoudre ces difficultés. Cependant, compte tenu de l'abondance des gisements de pétrole lourd dans le monde, nous sommes d'avis que le pétrole lourd devrait continuer de constituer une importante ressource mondiale d'hydrocarbures. C'est pourquoi il faut trouver des moyens économiques de relever les défis liés à la mise en valeur du pétrole lourd.

Le procédé HTL^{MD} d'Ivanhoe Energy est conçu pour fournir une solution de remplacement aux méthodes traditionnellement utilisées pour le transport du pétrole brut lourd. Le procédé HTL^{MD} vise la conversion du pétrole brut lourd et visqueux en des produits plus légers, stables, de plus grande valeur et facilement transportables. Le procédé repose essentiellement sur la conversion thermique rapide du pétrole brut en pétrole brut synthétique de grande valeur.

Le procédé HTL^{MD} devrait permettre au producteur de pétrole lourd de récupérer la majeure partie de l'écart de valeur marchande entre le pétrole lourd et le pétrole léger et d'éliminer la nécessité d'ajouter un diluant aux fins du transport. Par ailleurs, les sous-produits du procédé HTL^{MD} peuvent servir à la production de quantités considérables d'énergie pouvant être utilisées sur place. Habituellement, on dilue le pétrole brut avec du pétrole léger afin de pouvoir le transporter du puits à la raffinerie. La technologie HTL^{MD} procure un nouveau procédé de valorisation partielle pouvant être déployé à proximité du puits pour produire un produit stable, beaucoup plus léger et moins visqueux que l'on peut transporter jusqu'à la raffinerie sans y ajouter de diluant.

Les installations de traitement HTL^{MD} peuvent être construites de façon économique à une échelle plus petite que celles fondées sur des procédés de valorisation classiques et leur exploitation n'accapare qu'une fraction du coût par baril. De par leur complexité réduite et la superficie moins grande qu'elles occupent, les installations de traitement HTL^{MD} peuvent être exploitées dans des endroits qui, du fait de leur éloignement, ne permettent pas l'utilisation de technologies classiques. En intégrant le procédé HTL^{MD} à un support flottant servant à la production, à la valorisation, au stockage et au déchargement (ou « FPUSO », pour « Floating, Production, Upgrading, Storage, and Offloading »), il devient possible de mettre en valeur des champs de pétrole lourd délaissés en mer.

Ivanhoe a modularisé son procédé HTL^{MD}, élargissant ainsi davantage l'écart existant au chapitre des coûts entre ce procédé et celui d'installations de valorisation classiques. Les modules sont fabriqués hors site et transportés jusqu'au chantier de construction par barge, par train ou par route.

Lors du traitement de pétrole brut lourd avec un degré de densité API se situant entre 8° et 16°, la technologie HTL^{MD} produit un pétrole brut synthétique d'une densité API se situant entre 16° et 24°. Le processus réduit considérablement la viscosité du pétrole et convertit le pétrole résiduel en un pétrole brut synthétique de grande valeur qui peut être traité par la plupart des raffineries modernes. Le pétrole brut synthétique HTL^{MD}, lorsque son prix est fixé à la raffinerie et qu'il est mélangé avec un pétrole brut synthétique typique, a été évalué par une société d'ingénierie indépendante à un prix proche de celui du Brent.

En 2013, Kline Group, cabinet-conseil œuvrant dans le secteur de l'énergie et des produits chimiques, a réalisé une évaluation dans le cadre de laquelle le procédé HTL^{MD} a été comparé à plus de dix autres technologies de valorisation actuellement en cours de mise au point. Grâce à cette comparaison, Kline Group a conclu que le procédé HTL^{MD} se démarque des technologies de valorisation partielle en raison de cinq grands avantages :

- c'est un processus d'élimination du carbone novateur qui convient particulièrement à une application sur place;
- il produit des quantités élevées de pétrole brut synthétique de grande valeur et faciles à transporter;
- il est parvenu à un stade avancé de mise au point;
- il nécessite des dépenses en immobilisations moins importantes;
- ses coûts de fonctionnement sont plus faibles.

La société a l'intention de commercialiser la technologie selon deux modèles différents. Le modèle intégré sur le champ, comme le projet Tamarack, intègre la technologie HTL^{MD} aux activités de production. Ivanhoe travaille également à développer des projets intermédiaires dans lesquels les propriétaires de ressources livrent le pétrole brut à une usine centralisée disposant de la technologie HTL^{MD} qui valorise alors partiellement le pétrole lourd en contrepartie de frais. Veuillez vous reporter au paragraphe intitulé « Nous pourrions ne pas réussir à commercialiser avec succès notre

technologie HTL^{MD} », à la partie I, sous la rubrique 1A : Facteurs de risque.

Ivanhoe possède une installation d'essai de charge d'alimentation (« IECA ») située au Southwest Research Institute de San Antonio, au Texas. L'IECA a la fonctionnalité d'une usine d'envergure commerciale, mais sa taille permet une optimisation à plusieurs essais et des tests sur le pétrole brut de tiers de partout dans le monde. Elle fournit une estimation exacte des caractéristiques de traitement commercial du pétrole brut cible et facilite la création de propriété intellectuelle, notamment le développement de nouveaux brevets et de savoir-faire opérationnel. L'IECA a été utilisée en 2010 dans le cadre des travaux d'ingénierie préliminaire en vue de la construction d'une installation de traitement HTL^{MD} d'envergure commerciale pour le projet Tamarack au Canada. En 2011, les activités à l'IECA se sont concentrées sur les essais et les analyses liés à la valorisation fructueuse du pétrole brut lourd pompé du puits Pungarayacu IP-5b, en Équateur. En 2012, Ivanhoe a continué d'exploiter l'installation pour perfectionner la technologie et améliorer le procédé et les travaux techniques commerciaux des usines HTL^{MD}. En 2013, Ivanhoe a traité du pétrole brut pour le compte d'Ecopetrol à l'IECA et fabriqué des produits avec des rendements et des caractéristiques qui sont intéressants d'un point de vue commercial.

FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LES ACTIVITÉS

Concurrence

Une forte concurrence s'exerce au sein de l'industrie pétrolière et gazière. 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 concurrents plus importants peuvent, grâce à leur taille et à leur capacité financière relative, accéder plus facilement que nous aux marchés financiers et profiter d'un avantage concurrentiel pour le recrutement de personnel compétent. Ils pourraient éventuellement s'adapter plus facilement que nous aux modifications législatives et réglementaires mises en oeuvre dans les territoires où nous exerçons nos activités, ce qui pourrait nuire à notre position concurrentielle. Nos concurrents 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 propriétés supplémentaires dans l'avenir sera tributaire de notre capacité à exercer efficacement nos activités, à évaluer et à choisir les propriétés appropriées, à adopter des technologies de pointe et à réaliser des opérations dans un contexte extrêmement concurrentiel. L'industrie pétrolière et gazière est également en concurrence avec d'autres secteurs d'approvisionnement en énergie et en carburant ou d'autres secteurs de la consommation.

Réglementation environnementale

Nos activités de production de pétrole et de gaz et nos activités liées à la technologie HTL^{MD} sont assujetties à 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 égards importants, aux lois applicables en matière d'environnement.

La législation environnementale impose, entre autres choses, des restrictions, des responsabilités 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. La réglementation environnementale régit aussi la qualité et la composition des produits vendus et importés. Les lois environnementales exigent 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 cette législation peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités à l'égard des coûts de nettoyage et des dommages. Nous prévoyons que les changements apportés à la législation environnementale pourraient notamment exiger des normes de qualité de l'air accrues pour nos activités et pourraient entraîner une augmentation des dépenses en immobilisations.

Les activités exercées au Canada sont régies par une réglementation exhaustive de compétence fédérale, provinciale et municipale. Nous avons déposé, en novembre 2010, une demande en matière de réglementation et une étude d'impact environnemental auprès du gouvernement de l'Alberta pour le projet Tamarack. L'AER est un nouvel organisme de réglementation qui est responsable d'étudier la demande pour notre projet. En janvier 2014, l'AER a annoncé qu'elle passe actuellement en revue les normes servant à l'approbation des projets DGVM de faible profondeur, dont le nôtre. Pendant

que le processus d'élaboration de nouvelles normes se poursuit, le traitement de notre demande a été suspendu. Le processus d'approbation prévoit le dépôt de deux exposés des faits, l'un par Suncor Energy Inc. et l'autre, par la Première Nation Chipewyan de l'Athabasca. La société sera tenue d'obtenir de nombreuses approbations connexes avant de commencer ses activités et sera assujettie à des exigences continues en matière de surveillance et de vérification environnementale.

L'Équateur et la Mongolie continuent d'élaborer et d'établir des règlements et des normes plus strictes en matière de protection de l'environnement pour les industries. Les gouvernements surveillent actuellement certains projets en fonction des normes approuvées et édictées dans les énoncés sur les répercussions environnementales qui ont été préparés pour les projets particuliers et qui se retrouvent sur le site Web de la société.

Réglementation gouvernementale

Nos activités sont assujetties à certaines lois et à certains règlements de compétence fédérale, étatique, provinciale et locale dans les régions où nous exerçons nos activités, qui régissent les activités d'exploration, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz, ainsi que les questions environnementales et de sécurité. Par ailleurs, les gouvernements équatorien et mongol réglementent divers aspects des activités exercées par les sociétés étrangères dans leur pays respectif. La plupart de ces lois et règlements en vigueur sont devenus, à l'échelle mondiale, plus contraignants 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 2013, nous comptons 75 employés. Aucun de nos employés n'est syndiqué.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Le bureau administratif principal d'Ivanhoe Energy Inc. se trouve au 999 Canada Place, Suite 654, Vancouver (Colombie-Britannique) V6C 3E1. Notre siège social et service des dossiers est situé au 300-204 Black Street, Whitehorse (Yukon) Y1A 2M9, et notre bureau central d'opérations, au 101-6th Avenue SW, 19st Floor, Calgary (Alberta) T2P 3P4.

On peut se procurer sans frais des copies sous forme électronique des documents déposés par la société auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC ») et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »), par l'intermédiaire de notre site Web (www.ivanhoeenergy.com) ou, sur demande, en communiquant avec le service des relations avec les investisseurs de la société au 403-817-1108. L'information se trouvant sur notre site Web ne fait pas partie du présent rapport annuel et n'est pas réputée en faire partie.

La SEC (www.sec.gov) et les ACVM (www.sedar.com) disposent chacune d'un site Web où se trouvent nos rapports périodiques, nos circulaires de sollicitation de procurations et nos autres documents d'information, de même que les autres renseignements publics déposés auprès de la SEC et des ACVM ou fournis à ces organismes. Un exemplaire du présent rapport annuel est accessible à la salle de consultation publique de la SEC au 100 F Street, NE, Washington, D.C., 20549. Il est possible d'obtenir des renseignements sur le fonctionnement de la salle de consultation publique en communiquant avec la SEC au 1-800-SEC-0330.

RUBRIQUE 1A : FACTEURS DE RISQUE

Nous sommes exposés à divers risques, certains généralisés à d'autres sociétés du secteur pétrolier et gazier et d'autres propres à nos activités. Certains des risques décrits ci-dessous constituent des « énoncés prospectifs » à l'égard desquels les lecteurs sont priés de se reporter à la rubrique « Mention spéciale concernant les énoncés prospectifs » à la page X.

Si nous sommes incapables de financer adéquatement nos importants besoins en matière de capitaux et d'exploitation, la pérennité de notre entreprise pourrait être compromise

Nos activités nécessitent d'importants capitaux et la poursuite de nos projets au Canada, en Équateur et en Mongolie, ainsi que les initiatives de commercialisation de notre technologie HTL^{MD}, nécessitent un financement considérable. Nous avons subi des pertes d'exploitation par le passé et nos activités d'exploration et de mise en valeur actuelles ne génèrent pas suffisamment de flux de trésorerie pour remplir nos obligations de financement et plans de dépenses en immobilisations. Nous avons également compté par le passé sur les capitaux propres comme principale source de financement. La pérennité de nos activités dépend de notre accès fiable à du capital additionnel devant nous permettre de nous acquitter de nos obligations liées à nos projets existants et de tirer profit des occasions potentiellement intéressantes d'acquérir et de mettre en valeur des projets futurs. Nous pourrions rechercher du financement auprès d'investisseurs stratégiques ou sur les marchés des capitaux privés ou les marchés boursiers, au niveau de la société mère ou d'un projet en particulier. Rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir un tel financement ou d'en obtenir un à des conditions favorables, et toute émission future de titres de participation risque d'avoir un effet dilutif pour nos actionnaires existants.

Notre accès à du financement pourrait être limité par notre incapacité d'attirer des partenaires stratégiques disposés à investir dans nos projets à des conditions acceptables, par la volatilité continue des marchés des actions et des capitaux et par un ralentissement prolongé du cours de nos actions ordinaires. Sans l'accès à du financement suffisant ou sans la capacité d'entreprendre d'autres activités génératrices de trésorerie, nous risquons de devoir retarder ou abandonner des occasions d'acquisition ou de mise en valeur de projets potentiellement intéressantes, ou encore de manquer à nos engagements actuels en matière de financement auprès de tiers. Cela pourrait nous contraindre à abandonner ou à diluer nos droits dans des projets existants, ce qui pourrait semer un doute important quant à la capacité de la société de poursuivre son exploitation.

La sûreté de Talisman grevant notre actif du projet Tamarack pourrait nuire à notre capacité de garantir les dettes contractées auprès de tiers

Lorsque nous avons fait l'acquisition du projet Tamarack en 2008, nous avons contracté une série d'obligations financières en faveur de Talisman, garanties par une charge fixe de premier rang et une sûreté grevant les concessions de sables bitumineux de Tamarack ainsi que par une sûreté générale grevant toutes nos propriétés actuelles et futures, à l'exception de nos participations dans nos filiales (par l'intermédiaire desquelles nous détenons notre technologie HTL^{MD} et nos projets en Équateur et en Mongolie). Bien que nous nous soyons acquittés de la quasi-totalité de nos principales obligations financières envers Talisman, nous demeurons assujettis à une obligation de paiement conditionnelle pouvant atteindre 15,0 millions de dollars canadiens, qui est également garantie par la sûreté de Talisman. Cette obligation conditionnelle est due et payable si ou quand nous obtenons les approbations gouvernementales et les autres approbations nécessaires en vue de développer la frontière nord d'une des concessions. Nous sommes tenus de faire des efforts conformes aux usages du commerce afin d'obtenir ces approbations. Toutefois, malgré nos efforts, les risques inhérents à la mise en valeur de champs pétroliers, notamment les incidences environnementales possibles, constituent autant d'incertitudes quant au moment où seront données ces approbations, si elles le sont, et, par conséquent, nous ne pouvons prévoir quand, éventuellement, l'obligation conditionnelle deviendra due et payable ou la sûreté de Talisman fera l'objet d'une mainlevée.

La sûreté de Talisman restreint notre capacité à consentir une sûreté sur l'actif de notre projet Tamarack afin de garantir des obligations financières que nous pourrions contracter à l'avenir. Les actifs non grevés d'une charge par la sûreté de Talisman peuvent être insuffisants pour constituer une garantie auprès de tiers à l'égard de ces obligations. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'obtenir du financement par emprunt ou d'en obtenir à des conditions favorables. Puisque la sûreté de Talisman garantit une obligation conditionnelle d'une durée indéterminée, nous ne pouvons prévoir quand, ni à quelles conditions, nous serons en mesure de réduire ce risque.

La volatilité des prix du pétrole peut avoir une incidence sur la viabilité commerciale de nos projets

La viabilité commerciale de nos projets d'exploration et de mise en valeur dépend grandement du prix du pétrole. Le cours a aussi une incidence sur notre capacité à emprunter de l'argent ou à trouver d'autres capitaux. Même une fluctuation relativement faible des prix du pétrole peut avoir une incidence importante sur les produits et résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et les réserves prouvées d'une société pétrolière et gazière. Par le passé, le cours du pétrole a toujours été volatil et, selon toute vraisemblance, cette volatilité perdurera à l'avenir.

Le prix du pétrole peut fluctuer très largement en réaction à des changements relativement 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 au sujet d'un contrôle sur le prix et la production de pétrole et de le maintenir, l'ampleur de la demande et le prix et la disponibilité de combustibles de rechange, 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.

Nous devons peut-être procéder à une dépréciation advenant un fléchissement des prix du pétrole, une augmentation de nos frais estimatifs de mise en valeur ou une détérioration de nos résultats d'exploration

Advenant un fléchissement des prix du pétrole, nous serons peut-être tenus de réduire la valeur comptable de nos propriétés. Il en ira de même si nous devons corriger substantiellement à la baisse l'estimation de nos réserves prouvées, si nous devons réviser à la hausse nos coûts estimés de mise en valeur ou encore si nos résultats d'exploration se sont détériorés. Veuillez vous reporter à la sous-rubrique « Conventions et estimations comptables critiques — Perte de valeur », à la rubrique 7, dans le rapport de gestion du présent rapport annuel.

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

Les estimations des réserves se fondent sur de nombreux postulats qui peuvent se révéler erronés. L'exactitude d'une estimation des réserves 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, les volumes de production, l'importance des frais d'exploitation et des immobilisations exigés, et les réserves pétrolières récupérables. Tout écart important quant aux hypothèses de départ pourrait faire en sorte que les réserves réelles et les flux de trésorerie nets futurs différeront considérablement des estimations. De plus, les résultats définitifs de forage, de sondage et de production, ainsi que les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel survenant après la date de l'estimation pourraient nécessiter une révision de l'estimation des réserves. Il pourrait y avoir une révision importante des estimations antérieures.

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

Rien ne garantit que les coûts engagés dans nos activités d'exploration ou de mise en valeur se traduiront par un rendement économique acceptable. 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.

En ce qui concerne les propriétés pétrolières et gazières et le personnel, 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 des sociétés pétrolières et gazières ainsi qu'à des producteurs et des exploitants autonomes, dont bon nombre exercent leurs activités depuis plus longtemps que nous et disposent de ressources financières et autres plus importantes. Bon nombre de ces sociétés sont non seulement engagées dans l'exploration et la production pétrolière et gazière, mais exercent aussi des activités de raffinage et de commercialisation de pétrole et d'autres produits à l'échelle internationale. Nous livrons également concurrence à des sociétés qui fournissent de l'énergie, du carburant et d'autres marchandises à leurs clients. Nos concurrents plus importants, de par leur taille et leur solidité financière relative, ont plus facilement accès aux marchés des capitaux et peuvent profiter d'un avantage concurrentiel pour le recrutement de personnel qualifié. 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 et composent plus facilement avec de longues périodes de fléchissement des prix du pétrole et du gaz. Nos concurrents pourraient avoir la capacité financière de verser une contrepartie plus élevée que ce que nous offririons pour l'achat de propriétés pétrolières et gazières productrices et être en mesure de définir, d'évaluer, de tenter d'obtenir et d'acquérir un plus grand nombre de propriétés et de zones d'intérêt.

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 pertinents pour

notre secteur 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 des employés possédant l'expertise et les compétences dont nous avons besoin.

Des modifications à la législation, à la réglementation et aux politiques des gouvernements des territoires où nous exerçons nos activités pourraient être préjudiciables à notre capacité de développer nos projets

Nos projets au Canada, en Équateur et en Mongolie sont assujettis à bon nombre de lois et de règlements de compétence internationale, fédérale, étatique, provinciale, territoriale et locale concernant l'exploration, la mise en valeur, la production, la valorisation, la commercialisation, la tarification, l'imposition et le transport du pétrole lourd, du bitume et des produits connexes, ainsi que d'autres questions telles que la protection de l'environnement.

L'exercice d'un pouvoir discrétionnaire par des autorités gouvernementales en vertu de la législation et de la réglementation en vigueur, la modification de la législation ou de la réglementation en vigueur et la mise en application de nouvelles lois ou de nouveaux règlements qui touchent l'industrie du pétrole brut et du gaz naturel pourraient faire augmenter de façon importante les coûts de mise en valeur et d'exploitation de nos projets et être hautement préjudiciables à nos activités. Par exemple, la récente annonce selon laquelle l'AER révisé actuellement ses normes pour l'approbation de tous les projets DGVM de faible profondeur risque d'entraîner des retards dans le déroulement du processus de mise en valeur de notre projet Tamarack. 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. En ce qui concerne notre projet Tamarack, jusqu'à ce que les nouvelles exigences réglementaires de l'AER soient connues, nous sommes dans l'impossibilité de déterminer si ce projet, tel qu'il est actuellement proposé, satisfera en fin de compte à ces exigences.

Dans le cas où le projet ne satisfait pas aux exigences, rien ne garantit qu'il pourra être mis en valeur et exploité d'une façon qui est économiquement viable et conforme aux exigences réglementaires. 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 de nos 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 mise hors service des projets précités seront conditionnels à l'obtention des permis, des concessions, des licences et des autres approbations nécessaires des autorités gouvernementales et réglementaires 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 leur refus. Rien ne garantit que ces approbations seront accordées ou, si elles le sont, qu'elles ne feront pas l'objet d'un appel ou d'une annulation, 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 de nos projets.

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

Nos activités sont régies par une diversité de lois et de règlements de compétence internationale, fédérale, étatique, provinciale, territoriale et locale. Les activités d'extraction, de valorisation et de transport de pétrole, de gaz, de sables bitumineux et de pétrole lourd sont assujetties à une réglementation abondante, et diverses approbations sont requises avant que ces activités puissent être entreprises. 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 conséquences, nous obliger à obtenir des permis avant d'entamer des travaux de forage, limiter les substances que nous pouvons libérer dans l'environnement dans le cadre des activités de forage et de production, limiter ou interdire les activités de forage dans les zones protégées comme les milieux humides ou les réserves fauniques, exiger la mise en place de mesures de remise en état pour prévenir la contamination provenant d'activités antérieures, exiger d'autres mesures correctives pour atténuer la contamination provenant d'activités antérieures, comme le colmatage d'un puits abandonné et la remise en état du sol et des eaux souterraines ayant été contaminés, et exiger d'autres mesures correctives sur une partie d'une propriété désignée comme contaminée.

Les coûts inhérents au respect futur de la législation et de la réglementation environnementales pourraient causer du tort à notre entreprise. De plus, des changements futurs à la législation et à la réglementation environnementales pourraient avoir pour effet d'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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

Aucune assurance ne peut être donnée quant à l'impact que pourraient avoir les futures lois environnementales ou les

approbations, les processus ou les autres exigences prévus par ces lois sur notre capacité à mettre nos projets en valeur ou à les exploiter d'une manière conforme à nos attentes actuelles. Rien ne garantit en outre que les lois environnementales n'aient pas pour effet de limiter la mise en valeur d'un projet ou d'augmenter de façon importante les coûts des activités de production et de mise en valeur ou d'exploration, ni qu'elles n'aient pas d'incidence défavorable sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos perspectives.

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

Nos activités comportent de nombreux risques inhérents au secteur pétrolier et gazier. Dans le cours normal de nos activités, nous pouvons être exposés à des circonstances ou à des événements défavorables importants et imprévus, notamment des incendies, des catastrophes naturelles, des conditions météorologiques extrêmes, des explosions, des formations géologiques inusitées ou imprévues (y compris des formations présentant une pression anormale), des éruptions, la formation de cratères, le mauvais fonctionnement du matériel, la rupture de pipelines, des déversements de substances dangereuses ou des problèmes relatifs aux titres de propriété. De telles circonstances ou de tels événements défavorables imprévus pourraient nous faire subir des pertes importantes.

Nous détenons une assurance contre certains risques inhérents à nos activités, mais pas contre tous. Nous pourrions donc subir 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 sous-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 et, par conséquent, nous assumons le risque de pertes et de report de revenus découlant d'une réduction future des activités de production.

En vertu des lois et des règlements en matière d'environnement, 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, civiles 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. Toutefois, nous ne croyons pas qu'il soit possible d'obtenir à un coût raisonnable une assurance complète contre tous les risques environnementaux. Par conséquent, en cas de dommages à l'environnement, nous pourrions être exposés à d'importantes pertes et responsabilités.

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

Nous nous proposons d'intégrer nos techniques établies de récupération par traitement thermique au moyen du procédé DGVM à notre procédé de valorisation HTL^{MD} breveté. La récupération du pétrole lourd au moyen du procédé DGVM comporte toutefois des incertitudes de nature technique et financière. Les techniques actuelles DGVM 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 varier, et toute variation importante peut 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 la technologie DGVM. Même si la technologie DGVM est maintenant utilisée par plusieurs producteurs, son utilisation commerciale est encore récente comparativement à d'autres méthodes de production. Étant donné l'absence de données d'exploitation antérieures confirmées sur une période prolongée, rien ne saurait garantir la viabilité des activités de DGVM. L'AER révisé actuellement ses normes pour l'approbation des demandes relatives aux projets DGVM, et l'issue de cette révision est incertaine.

Nous pourrions ne pas réussir à commercialiser avec succès notre technologie HTL^{MD}

Le succès de la commercialisation de notre technologie HTL^{MD} dans le secteur pétrolier et gazier dépend de notre capacité à repérer et à acquérir les sources adéquates de matières premières pour des installations de production commerciale, de notre capacité à concevoir, à construire et à exploiter ces installations de manière rentable, ainsi que d'autres facteurs dont beaucoup sont indépendants de notre volonté. Jusqu'à maintenant, les installations HTL^{MD} de production commerciale n'ont été construites et ne sont exploitées que dans le secteur de la biomasse.

Les progrès technologiques pourraient rendre notre technologie HTL^{MD} désuète

Nous prévoyons que les progrès technologiques se poursuivront en ce qui concerne les procédures et les méthodes concurrentes de transformation du pétrole lourd et du bitume en produits plus légers et moins visqueux. Il se peut que ces procédures et méthodes concurrentes rendent notre technologie HTL^{MD} non concurrentielle ou désuète.

Le développement d'autres sources d'énergie pourrait faire fléchir la demande pour les produits que notre technologie HTL^{MD} vise à produire

D'autres sources d'énergie sont continuellement mises au point. Une baisse de la dépendance à l'égard des carburants

dérivés du pétrole pourrait occasionner un fléchissement de la demande des produits que notre technologie HTL^{MD} vise à produire. Il se peut en outre que les innovations technologiques apportées à la conception et à la performance des moteurs réduisent la consommation de carburants dérivés du pétrole, ce qui entraînerait une diminution de la demande de produits que notre technologie HTL^{MD} vise à produire.

Les efforts de commercialisation de notre technologie HTL^{MD} pourraient donner lieu à des poursuites en contrefaçon de brevets ou d'autres droits de propriété de tiers

Il se peut que nous ne soyons informés de poursuites en contrefaçon de brevets ou d'autres droits de propriété de tiers à l'égard de la technologie HTL^{MD} 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 nos activités de conception et d'exploitation liées à la technologie HTL^{MD} empiètent sur ses brevets. Des poursuites pourraient être intentées contre nous, réclamant des dommages-intérêts et des injonctions qui nous empêcheraient de mettre à l'essai ou de commercialiser notre technologie. Si le demandeur d'une poursuite en contrefaçon avait gain de cause, nous pourrions, en plus de la responsabilité possible à l'égard de dommages-intérêts, être tenus d'obtenir une licence auprès du demandeur en le payant ou nous faire interdire d'utiliser la technologie HTL^{MD}. Nous pourrions également avoir à investir des ressources importantes pour nous défendre contre de telles poursuites en violation de propriété intellectuelle. Certains demandeurs éventuels pourraient disposer de ressources nettement plus importantes que nous pour couvrir les frais de litige.

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

Dans le cadre de nos discussions sur d'éventuelles relations d'affaires avec des tiers, il peut arriver que nous leur communiquions des renseignements confidentiels sur nos résultats d'exploitation ou notre propriété intellectuelle. Bien que nous exigeons régulièrement que les tiers signent des ententes de confidentialité avant de leur communiquer quelque renseignement confidentiel que ce soit, une communication d'information confidentielle non autorisée pourrait nous exposer au risque lié à la concurrence et causer un tort important à notre entreprise. Le tort que pourrait nous causer un tel manquement au principe de confidentialité 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 mesures de redressement équitables, telles qu'une injonction, de la part d'un tribunal compétent afin de prévenir ou de limiter le tort subi par notre entreprise en raison d'un manquement aux devoirs de confidentialité ou même que de telles mesures de redressement seront accordées.

Certains projets sont aux tout premiers stades de développement

Nos projets en sont à divers stades de développement. Nous sommes en plein processus d'approbation réglementaire avec le gouvernement de l'Alberta pour le projet Tamarack. Le processus d'approbation de notre projet Tamarack a été suspendu pendant que l'AER révisait ses normes pour l'approbation de tous les projets DGVM de faible profondeur. Bien que nous croyons que nous sortirons gagnants du processus d'approbation réglementaire, rien ne garantit que le processus sera couronné de succès ou qu'il sera mené à bonne fin dans les délais prévus. Si le processus d'approbation réglementaire devait prendre plus de temps que prévu, les travaux de construction dans le cadre du projet Tamarack pourraient subir des retards importants. Il existe également un risque que le gouvernement de l'Alberta n'accepte pas le projet dans sa forme proposée ou impose certaines conditions à son approbation qui pourraient nuire considérablement aux aspects économiques du projet. Nos projets en Équateur et en Mongolie sont aux tout premiers stades de leur développement. Aucune réserve n'a encore été établie et aucune étude de faisabilité ni aucune étude technique n'ont été réalisées.

Rien ne garantit que nos projets seront menés à terme selon l'échéancier prévu ou dans les paramètres prévus à l'égard des dépenses en immobilisations. Nous n'avons pas encore établi de calendrier final pour le financement et la mise en valeur intégrale de ces projets. D'autres facteurs, en plus du manque de financement, pourraient entraver notre capacité à mettre en valeur et à exploiter nos projets en temps opportun. Ces facteurs incluent notamment des pannes ou des défaillances d'équipement ou de procédés, une exécution des travaux de construction inférieure au niveau de production ou d'efficacité escompté, 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'oeuvre, l'incapacité d'attirer suffisamment de travailleurs qualifiés, des retards dans l'obtention des approbations réglementaires ou les conditions imposées à l'égard de celles-ci, une violation des conditions assorties aux 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.

Notre projet Tamarack peut être exposé à des risques liés aux titres de propriété et aux revendications autochtones

Nous détenons notre participation dans le projet Tamarack par l'intermédiaire de concessions accordées par le gouvernement de l'Alberta et qui ont été acquises auprès de Talisman. Il est possible que le terrain visé par ces concessions soit assujéti 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 tenure à bail à leur égard. Si cette situation se produisait, cela aurait une incidence défavorable sur notre capacité à construire et à exploiter le projet Tamarack selon ce qui est actuellement prévu, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre capacité de réaliser notre plan d'affaires actuel en temps opportun.

Les peuples autochtones ont revendiqué des titres de propriété et des droits ancestraux sur de vastes territoires de l'Ouest canadien où sont exercées des activités liées au pétrole et au gaz, revendications qui, si elles devaient être satisfaites, pourraient retarder ou autrement avoir un effet négatif sur la construction et l'exploitation du projet Tamarack, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

Nous détenons notre participation dans le projet du bloc 20 en Équateur dans le cadre d'une convention particulière de services conclue avec une société pétrolière nationale équatorienne. Ce contrat est régi par les lois de l'Équateur et, bien qu'il ait été traduit en anglais, la langue officielle qui le 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 définitivement interprétés, 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 assujettis 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 la société pétrolière nationale équatorienne à savoir si un différend doit être soumis à un arbitrage international ou à une médiation ou un arbitrage en Équateur. Rien ne garantit par ailleurs que la société pétrolière nationale équatorienne se conformera aux dispositions relatives à la résolution de différends ou se soumettra volontairement à une procédure d'arbitrage.

Il est également possible que le gouvernement de l'Équateur modifie ses politiques ou ses exigences juridiques portant sur les investissements étrangers faits en Équateur afin de décourager les investissements étrangers d'une façon qui est impossible à prévoir. Rien ne garantit que nos investissements et nos actifs 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.

Nous avons pris part à des discussions avec une importante société pétrolière internationale relativement à un investissement et à une participation en coentreprise dans la mise en valeur et l'exploitation du bloc 20. Pendant ces discussions, les parties ont mis sur pied un cadre de modalités commerciales qui a été utilisé dans des discussions distinctes avec le gouvernement de l'Équateur. L'objectif ultime de ces discussions avec le gouvernement équatorien a été de définir des modalités mutuellement acceptables permettant la formation d'un consortium entre la société et la tierce partie pour la mise en valeur conjointe du bloc 20. La formation du consortium dépend de la réussite des négociations de conventions définitives et exécutoires qui reflètent l'atteinte de cet objectif. Rien ne garantit que cet objectif sera atteint ou qu'il sera atteint dans un délai raisonnable. L'issue de ces discussions aura probablement une incidence importante sur le maintien de la participation de la société dans le projet du bloc 20.

Notre entreprise peut subir des torts si nous ne pouvons conserver nos droits liés aux permis, aux concessions et aux contrats

Les participations que nous détenons dans nos projets sont dérivées de permis, de concessions et de contrats. Si nous ne pouvons satisfaire les exigences particulières de l'instrument de participation dans un projet donné auquel nous sommes parties, celui-ci peut expirer ou être résilié. Nous pourrions ne pas être en mesure de respecter une partie ou la totalité des obligations qui nous lient relativement à notre participation dans un permis, une concession ou un contrat. Certaines de nos participations dans des projets seront résiliées si nous ne respectons pas ces obligations. Si nous sommes incapables de respecter ces obligations en temps opportun, nous pourrions perdre les droits que nous détenons dans ces projets. La perte de notre participation dans ces projets pourrait causer du tort à notre entreprise.

Notre actionnaire principal pourrait exercer une influence prépondérante sur notre entreprise

À la date du présent rapport annuel, Robert M. Friedland, coprésident-directeur et membre de notre conseil d'administration, était notre actionnaire principal, détenant environ 17 % de nos actions ordinaires. Il s'ensuit que M. Friedland dispose de droits de vote qui lui permettent d'influencer considérablement nos politiques, nos activités et nos affaires, ainsi que le résultat de toute opération ou d'autres questions intéressant notre société, comme les fusions, les regroupements et la vente 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 bonifier le prix de nos actions ordinaires.

La perte de membres clés de notre personnel technique et de direction pourrait nuire à notre entreprise

Nous dépendons d'un noyau relativement restreint de dirigeants clés. En ce qui concerne l'aspect technologique de nos activités, nous dépendons dans une très large mesure également de notre personnel technique et scientifique. À défaut de pouvoir attirer et conserver en nombre suffisant du personnel qualifié, notre capacité de réaliser notre stratégie d'affaires pourrait être minée et notre calendrier de mise en œuvre pourrait être perturbé. Nous ne souscrivons pas d'assurance employés clés et, bien que nous ayons conclu des contrats d'emploi avec chacun de nos dirigeants principaux et membres importants de notre personnel technique, rien ne garantit que ces personnes demeureront à notre emploi. La perte imprévue, partielle ou complète, des services de ces personnes pourrait causer du tort à notre entreprise.

L'information portant sur nos projets futurs 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 plusieurs facteurs, notamment : la disponibilité de capitaux et ce qu'il en coûte pour les obtenir; notre capacité à démontrer le caractère commercial de la technologie HTL^{MD}; les résultats d'exploration favorables; le prix actuel et prévu du pétrole ou du gaz; les coûts et la disponibilité des installations de forage ainsi que du matériel et du personnel; les délais dans la réception des approbations des organismes de réglementation et des tiers; la fiabilité des estimations de coûts pour la mise en valeur des projets; et notre capacité à trouver d'autres partenaires pour participer avec nous à nos projets de façon à réduire les coûts et l'exposition aux risques.

Nous évaluons et recueillons de l'information sur nos projets de manière continue et il est possible que de nouveaux renseignements nous incitent à modifier notre calendrier pour la mise en valeur d'un projet donné ou fassent en sorte que nous décidions de ne pas réaliser un projet ou de nous en départir. De tels renseignements pourraient également nous inciter à acquérir ou à entreprendre de nouveaux projets. Nos intentions concernant nos projets peuvent changer.

Nous pourrions être dans l'impossibilité de maintenir l'inscription de nos actions ordinaires au NASDAQ malgré le regroupement d'actions

En septembre 2013, la société a reçu un avis du service responsable des inscriptions sur le marché boursier NASDAQ, selon lequel elle ne respectait pas les exigences en matière de cours acheteur minimal établies dans les règlements liés à l'inscription au NASDAQ et pourrait y satisfaire de nouveau si le cours de clôture de son action ordinaire s'élevait à au moins 1,00 \$ pendant une période minimale de 10 jours ouvrables consécutifs avant le 5 mars 2014. Le 18 février 2014, la Société a demandé au NASDAQ une nouvelle période de conformité de 180 jours qui lui a été octroyée. Si, pour une quelconque raison, la société ne satisfait pas de nouveau aux exigences en matière de cours acheteur minimal en temps opportun, la société pourrait devoir prendre d'autres mesures, notamment demander l'approbation des actionnaires pour effectuer un regroupement d'actions visant ses actions ordinaires afin que celles-ci demeurent inscrites au NASDAQ, comme elle l'a fait en 2013 afin de remédier à une précédente irrégularité concernant le cours acheteur minimal, ou chercher à obtenir l'inscription de ses actions ordinaires sur un autre marché ou système de négociation aux États-Unis.

La réduction du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation au moyen d'un regroupement d'actions a pour objectif d'augmenter le prix unitaire des actions ordinaires et, ainsi, de remédier à toute insuffisance du cours acheteur minimal. Cependant, le prix unitaire des actions ordinaires sera également touché par ce qui suit : les résultats financiers et d'exploitation de la société; sa situation financière, y compris ses liquidités et ses ressources en capital; la mise en valeur de ses projets; la conjoncture au sein de l'industrie; la perception du marché à l'égard des activités de la société et d'autres facteurs qui ne sont pas liés au nombre d'actions ordinaires en circulation. Il se peut que, malgré le regroupement d'actions ou toute autre mesure prise par la société, les actions ordinaires soient radiées de la cote du NASDAQ.

Un cyberincident pourrait entraîner le vol d'informations, la corruption de données, l'interruption des activités et/ou une perte financière.

Les entreprises dépendent de plus en plus de technologies numériques pour la conduite de leurs activités quotidiennes. Parallèlement, le nombre de cyberincidents, qu'il s'agisse d'attaques délibérées ou d'événements accidentels, a augmenté. Une cyberattaque peut inclure l'accès sans autorisation à des systèmes numériques en vue de détourner des actifs ou des données sensibles, de corrompre des données ou de causer une interruption des activités, ou se traduire par un déni de service touchant les sites Web.

L'industrie pétrolière et gazière est devenue de plus en plus dépendante de technologies numériques dans l'exercice de certaines activités d'exploration, de mise en valeur, de production et de valorisation. Par exemple, des programmes informatiques sont utilisés pour interpréter des données sismiques, gérer des appareils de forage, du matériel de production ainsi que des systèmes de collecte et de transport, modéliser des réservoirs et estimer des réserves, produire des rapports de conformité et modéliser des données sur les procédés de valorisation. L'utilisation d'appareils de communication mobile est également en plein essor. Certains renseignements sont plus convoités par les voleurs, compte tenu de la complexité des technologies nécessaires à l'extraction du pétrole dans des environnements physiques de plus en plus éloignés en l'absence d'infrastructures adéquates et de la concurrence mondiale dont les ressources pétrolières et gazières font l'objet.

Nous dépendons de diverses technologies numériques, dont les systèmes d'information et les infrastructures connexes, pour traiter et enregistrer des données financières et opérationnelles, communiquer avec nos employés et nos partenaires commerciaux, analyser des données sismiques et de forage, estimer des réserves de pétrole, ainsi que pour effectuer bon nombre d'autres activités de notre entreprise. Nos partenaires commerciaux, notamment les fournisseurs, les prestataires de services et les établissements financiers, sont également tributaires des technologies numériques.

Nos technologies, nos systèmes et nos réseaux, et ceux de nos partenaires commerciaux, peuvent devenir la cible de cyberattaques ou d'atteintes à la sécurité de l'information pouvant se traduire, sans que cela ait été autorisé, par la publication, la collecte, la surveillance, le mauvais usage, la perte ou la destruction de renseignements confidentiels et autres, ou par d'autres perturbations des activités de notre entreprise. En outre, certains cyberincidents, comme la surveillance, peuvent passer inaperçus pendant une longue période.

Un cyberincident touchant nos systèmes d'information et les infrastructures connexes, ou ceux de nos partenaires commerciaux, pourrait perturber nos plans d'affaires et avoir une incidence négative de l'une ou l'autre des manières suivantes :

- un accès non autorisé aux données sismiques, aux informations sur les réserves ou à d'autres renseignements sensibles ou confidentiels pourrait miner notre position concurrentielle en ce qui concerne la mise en valeur de nos ressources en pétrole;
- la corruption des données, l'interruption des communications, ou d'autres perturbations de nature opérationnelle pendant les activités de forage pourraient entraîner des coûts au titre de puits improductifs ou même causer des incidents de forage;
- la corruption des données ou les perturbations de nature opérationnelle touchant les infrastructures de production pourrait entraîner des pertes de production ou causer des déversements accidentels;
- une cyberattaque ciblant un fournisseur ou un prestataire de services pourrait perturber la chaîne d'approvisionnement, ce qui pourrait avoir pour effet de retarder ou d'interrompre un de nos principaux projets, causant ainsi un retard dans le début des flux de trésorerie générés par ce projet;
- une cyberattaque touchant des bourses de marchandises ou des établissements financiers pourrait ralentir ou interrompre les transactions sur les marchandises et, en nous empêchant ainsi de commercialiser notre production ou de nous livrer à des activités de couverture, entraîner une perte de produits d'exploitation;
- une cyberattaque touchant un réseau de télécommunication ou un réseau électrique pourrait perturber les activités, causant ainsi une perte de produits d'exploitation et une hausse des dépenses;
- une corruption délibérée de nos données financières ou opérationnelles pourrait entraîner des situations de non-conformité pouvant mener à l'imposition d'amendes ou de pénalités par des organismes de réglementation;
- une interruption importante des activités pourrait entraîner des mesures correctrices coûteuses, détourner l'attention de la direction, nuire à notre réputation ou avoir une incidence négative sur le cours de nos actions ordinaires.

Bien que nous n'ayons subi jusqu'à présent aucune perte importante liée à des cyberincidents, rien ne garantit que nous demeurerons à l'abri de telles pertes dans l'avenir. Les cybermenaces continuent d'évoluer, et nous pourrions avoir à dépenser des ressources additionnelles considérables pour continuer à modifier ou à renforcer nos mesures de protection ou pour étudier et corriger toute vulnérabilité en matière de sécurité de l'information.

RUBRIQUE 1B : QUESTIONS NON RÉSOLUES

Sans objet.

RUBRIQUE 3 : LITIGES

COTUNDO MINERALES S.A.

Le 9 août 2013, Cotundo Minerales S.A. (« Cotundo ») a signifié à la société qu'un avis de réclamation contre elle, deux de ses filiales et un membre du conseil de la société, Robert Friedland, avait été déposé devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique. La société et ses deux filiales ont reçu signification; d'après les informations dont dispose la société, Robert Friedland n'a pas encore reçu signification. La société et ses deux filiales ont déposé une réponse le 24 septembre 2013. La poursuite allègue que la société a utilisé à mauvais escient des renseignements confidentiels fournis par Cotundo portant sur le champ de pétrole lourd Pungarayacu, en Équateur. Cotundo réclame des dommages-intérêts pour perte de profits, l'établissement d'une fiducie en sa faveur, le transfert de la participation d'Ivanhoe dans le champ Pungarayacu en sa faveur, et les intérêts et les frais.

Le demandeur et les réclamations dans la récente poursuite intentée par Cotundo chevauchent celles de précédentes poursuites déposées contre la société, ses filiales, M. Friedland et autres devant la District Court des États-Unis pour le district du Colorado le 20 novembre 2008. L'affaire a été rejetée par le tribunal en raison du manque de compétence personnelle, et le rejet a été confirmé par la Court of Appeals for the Tenth Circuit des États-Unis le 12 juillet 2012. Les demandeurs ont déposé un bref de certiorari auprès de la Cour suprême des États-Unis, qui a été refusé le 14 janvier 2013. Le tribunal de district et la cour d'appel ont tous les deux accordé des honoraires et des frais aux défendeurs d'Ivanhoe dans l'affaire antérieure.

À l'heure actuelle, on ne saurait déterminer ni estimer de façon raisonnable la possibilité de perte ou de gain que pourrait éventuellement entraîner le litige, pas plus que le montant estimatif de la perte ou du gain que celui-ci pourrait entraîner au bout du compte. La société est d'avis que les poursuites du demandeur ne sont pas fondées.

GAR Energy

Le 30 décembre 2010, la société a reçu une demande d'arbitrage de la part de GAR Energy and Associates, Inc. (« GAR Energy ») et de Gonzalo A. Ruiz et de Janis S. Ruiz à titre d'ayants cause et de cessionnaires de GAR Energy. GAR Energy a par la suite abandonné sa demande d'arbitrage et a déposé une poursuite contre la société et ses filiales auprès de la Cour supérieure du comté de Kern, en Californie, le 11 mars 2011. La poursuite allègue une violation de contrat, la fraude et d'autres actions fautives dans le cadre d'une convention de consultation et de diverses autres ententes conclues entre GAR Energy et la société relativement au champ de pétrole lourd de Pungarayacu. Les demandeurs réclament des dommages-intérêts compensatoires de 250 000 \$ et une partie de la participation de la société dans le champ de Pungarayacu. Les demandeurs réclament d'autres mesures de redressement, y compris au moyen de requêtes en déclaration de certains droits et liens juridiques des parties aux termes d'un accord de consultation, les honoraires d'avocat et certains frais et coûts de litige, la remise de profits passés, actuels et/ou futurs de la société attribuables au champ de Pungarayacu et à certains autres champs en Équateur, des dommages-intérêts délictuels et des dommages-intérêts exemplaires et punitifs, l'imposition de fiducies constructives sur certains montants et profits demandés par les demandeurs, et l'intérêt avant et après le jugement. La société a renvoyé le dossier devant la Cour de district des États-Unis pour le district Est de la Californie et tous les défendeurs ont répondu et ont déposé des demandes reconventionnelles pour les honoraires d'avocat. Les défendeurs ont déposé une demande en vue de faire rejeter certaines réclamations et obliger l'arbitrage des autres. Les demandeurs ont déposé une demande de renvoi du dossier au tribunal de l'État. Le 23 décembre 2011, le juge de première instance a rejeté la demande de renvoi des demandeurs et a présenté ses conclusions et ses recommandations en faveur du renvoi de toutes les parties et de toutes les réclamations en arbitrage si le juge de la cour de district assigné au dossier devait les adopter. Le 19 janvier 2012, le juge de la cour de district a adopté les conclusions et les recommandations intégrales du juge de première instance, a ordonné aux parties d'aller en arbitrage et a suspendu les procédures afin de permettre à l'arbitrage d'avoir lieu.

L'audition de témoins visant à déterminer le bien-fondé (instruction) dans le cadre de la procédure d'arbitrage a eu lieu du 9 au 13 septembre 2013. Le 14 mars 2014, la société a reçu le prononcé de jugement des arbitres. Le jury a rendu un jugement de type *take-nothing* contre les demandeurs et en faveur de la société, ce qui signifie que la société l'a entièrement emporté sur le fond. La société envisagera maintenant d'intenter une poursuite en vue de récupérer les honoraires d'avocat engagés dans la défense de cette affaire.

RUBRIQUE 4 : INFORMATION SUR LA SÉCURITÉ DANS LES MINES

Sans objet.

PARTIE II

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

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « TSX ») et du NASDAQ Capital Market (le « NASDAQ ») sous les symboles « IE » et « IVAN », respectivement. La fourchette de nos actions ordinaires est présentée ci-dessous.

		TSX (\$ CA)		NASDAQ (\$ US)	
		Haut	Bas	Haut	Bas
2013	T1	2,85	1,80	2,09	1,77
	T2	1,61	0,92	1,98	0,90
	T3	1,10	0,63	1,07	0,60
	T4	0,95	0,37	0,93	0,35
2012 ¹⁾	T1	4,02	2,46	3,99	2,49
	T2	3,45	1,32	3,45	1,77
	T3	2,28	1,50	2,31	1,56
	T4	2,67	1,23	2,74	1,23
2011 ¹⁾	T1	10,74	8,01	11,01	8,25
	T2	8,52	4,74	8,91	4,80
	T3	5,88	3,06	6,09	2,96
	T4	4,41	2,25	4,38	2,16

1) Les données des périodes précédentes ont été retraitées pour tenir compte du regroupement, à raison de trois pour une, de nos actions ordinaires qui a eu lieu le 25 avril 2013 et qui est décrit ci-dessous.

Le 31 décembre 2013, nos actions ordinaires ont clôturé à 0,64 \$ CA à la TSX et à 0,62 \$ US sur le NASDAQ.

Au 7 mars 2013, nous avons 114 824 253 actions ordinaires émises et en circulation qui étaient détenues par 318 actionnaires inscrits et environ 23 800 actionnaires additionnels dont les actions ordinaires étaient détenues par l'intermédiaire d'un prête-nom.

Le 22 avril 2013, les actionnaires de la société ont approuvé une proposition visant à effectuer un regroupement des actions ordinaires de la société, afin de satisfaire de nouveau aux exigences en matière de cours acheteur minimal établies dans les règlements liés à l'inscription au NASDAQ. Le regroupement des actions a pris effet le 25 avril 2013. Par suite du regroupement d'actions, les actionnaires ont reçu une nouvelle action ordinaire par tranche de trois anciennes actions ordinaires détenues, et un cours initial des nouvelles actions ordinaires supérieur au cours acheteur minimal du NASDAQ a été établi, permettant ainsi à la société d'être à nouveau conforme le 9 mai 2013.

Le 6 septembre 2013, la société a reçu un avis du service responsable des inscriptions sur le marché boursier NASDAQ, selon lequel elle ne respectait pas une fois de plus les exigences en matière de cours acheteur minimal établies dans les règlements liés à l'inscription au NASDAQ et pourrait y satisfaire de nouveau si le cours de clôture de son action ordinaire s'élevait à au moins 1,00 \$ pendant une période minimale de 10 jours ouvrables consécutifs avant le 5 mars 2014. Pour obtenir des renseignements supplémentaires, veuillez consulter le formulaire 8-K déposé le 12 septembre 2013. Le 18 février 2014, la société a demandé au NASDAQ une nouvelle période de conformité de 180 jours qui lui a été octroyée et qui expirera le 2 septembre 2014.

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 des motifs raisonnables 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.

DISPENSE DE CERTAINES RÈGLES DU MARCHÉ IMPOSÉES PAR LE NASDAQ

En tant qu'émetteur canadien dont les actions sont cotées sur le NASDAQ, nous ne sommes pas tenus de nous conformer à certaines règles du marché du 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 des comités d'audit et de rémunération qui satisfassent aux exigences applicables du NASDAQ et qui soient composés 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 se rend compte de manquements importants de notre part 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 intitulée *Exchange Act*; 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 indépendants tiennent des réunions à l'occasion lorsque le premier administrateur indépendant ou tout autre administrateur indépendant le juge nécessaire ou souhaitable, de telles réunions ne sont pas tenues de façon régulière. Nos administrateurs ne faisant pas partie de la direction tiennent des réunions régulières, mais ces administrateurs ne sont pas tous indépendants.

CARACTÈRE EXÉCUTOIRE DE RECOURS EN RESPONSABILITÉ CIVILE

Nous sommes une société constituée sous le régime des lois 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 sont domiciliés à l'extérieur des États-Unis et une partie importante de leurs actifs et des nôtres se trouve à l'extérieur des États-Unis. En conséquence, il se peut qu'il ne soit pas possible 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 fédérales américaines sur les valeurs mobilières ou d'autres lois américaines. Il se peut aussi qu'il soit difficile de faire exécuter au Canada des actions principales ou des actions intentées aux termes de dispositions relatives à la responsabilité civile des lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières 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 qu'il soit impossible de faire exécuter ces actions contre nous ou contre nos administrateurs, nos dirigeants, nos actionnaires majoritaires ou les experts nommés dans le présent rapport annuel.

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) 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 millions de dollars canadiens 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 (une « entreprise culturelle »). Actuellement, 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 354 millions de dollars canadiens en 2014. 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 annoncé l'apport prochain de certaines modifications (les « modifications ») à la loi sur l'investissement. Lorsqu'elles entreront en vigueur, ces modifications auront en général 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 354 millions de dollars canadiens actuellement (selon la valeur comptable) à 600 millions de dollars canadiens (selon la « valeur d'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, prévoient 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 ordinaires 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, payer ou créditer aux actionnaires, ou qui pourraient être réputées leur avoir été payées ou créditées à titre de dividendes sur les actions ordinaires détenues au moment où le propriétaire véritable n'est 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 À BASE D'ACTIONS

Voir le tableau à la rubrique 12, « Propriété de titres par certains véritables propriétaires et par la direction et questions connexes ayant trait aux actionnaires », du présent rapport annuel.

GRAPHIQUE DE RENDEMENT

Voir le tableau à la rubrique 11, « Rémunération de la haute direction » du présent rapport annuel.

VENTES DE TITRES NON INSCRITS

Tous les titres que nous avons émis au cours des exercices terminés les 31 décembre 2013, 2012 et 2011, qui n'ont pas été inscrits aux termes de la Loi, sont présentés plus amplement dans notre formulaire 10-Q et notre formulaire 8-K déposés

précédemment.

RUBRIQUE 6 : PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

SOMMAIRE DES PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Le tableau suivant présente les principales données financières conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Le tableau doit être lu en parallèle avec le rapport de gestion présenté à la rubrique 7 du présent rapport et avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes présentés à la rubrique 8 du présent rapport. Les résultats d'exploitation sont présentés pour les activités poursuivies, lesquelles excluent les activités abandonnées en Chine, pour les exercices mentionnés.

(en milliers de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012	2011	2010
Résultats d'exploitation				
Perte nette liée aux activités poursuivies	(143 754)	(64 018)	(26 761)	(22 258)
Perte nette liée aux activités poursuivies par action – de base et diluée ¹	(1,25)	(0,56)	(0,23)	(0,21)
Situation financière				
Total de l'actif	232 173	402 057	413 710	394 418
Dette à long terme	63 012	65 214	61 892	–
Instruments dérivés à long terme	–	181	1 617	–
Provisions à long terme	2 589	3 157	1 919	3 008

1. Les données des périodes antérieures ont été retraitées pour tenir compte du regroupement d'actions ordinaires à raison de trois pour une qui s'est produit le 25 avril 2013, comme il est décrit à la rubrique 5.

RUBRIQUE 7 : RAPPORT DE GESTION

CONTEXTE COMMERCIAL.....	26
FAITS SAILLANTS	27
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	27
Charges de dépréciation	27
Coûts d'exploitation.....	28
Frais généraux et administratifs.....	28
Prospection et évaluation.....	29
Amortissement	30
Change	30
Instruments dérivés.....	30
Charges financières.....	30
Perte sur le remboursement de la dette.....	31
Profit à la décomptabilisation de la provision à long terme.....	31
Charge d'impôt.....	31
Activités abandonnées.....	31
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	32
PRINCIPES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES	36
NOUVELLES PRISES DE POSITION COMPTABLES	38
ENTENTES HORS BILAN.....	38

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (les « états financiers »). Les états financiers ont été préparés selon des méthodes comptables conformes aux IFRS publiées par l'IASB et aux interprétations du comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière.

À titre d'émetteur privé étranger aux États-Unis, Ivanhoe est autorisée à déposer auprès de la SEC des états financiers préparés en vertu des IFRS sans être tenue d'effectuer un rapprochement avec les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). Il se peut que certaines des méthodes comptables utilisées par la Société dans le cadre des IFRS diffèrent de celles se rapportant aux PCGR des États-Unis.

Cette analyse est datée du 17 mars 2014. À moins d'indications contraires, les montants des tableaux sont exprimés en milliers de dollars américains. Les réserves ainsi que les mesures connexes sont présentées après déduction des paiements de redevances aux gouvernements.

CONTEXTE COMMERCIAL

La Société exerce ses activités principales au Canada et en Équateur. Le Canada offre un contexte commercial relativement stable en raison de sa stabilité politique et de ses infrastructures bien établies. Les secteurs pétrolier et gazier connaissent toutefois des difficultés, notamment en ce qui a trait au transport des produits pétroliers et gaziers vers les marchés internationaux et à l'impact environnemental de ces projets. La Société estime que la demande à long terme à l'égard du pétrole et du gaz demeurera élevée et que d'autres projets de mise en valeur devront être réalisés pour satisfaire la demande prévue, en particulier dans le secteur du pétrole lourd.

L'Équateur réglemente divers aspects des activités exercées par des sociétés étrangères et a déjà connu des périodes d'instabilité politique. Compte tenu de l'élection de l'actuel président de l'Équateur en 2013, la Société prévoit que le gouvernement maintiendra sa politique en matière d'investissement étranger dans des activités pétrolières et gazières dans l'avenir, ce qui permettra à la Société de poursuivre ses activités.

Les activités pétrolières et gazières et les activités liées à la technologie HTL[®] de la Société nécessitent d'importants capitaux. Dans le passé, la Société a eu recours à des sources de financement externes, telles que les marchés des souscriptions publiques et privées et les marchés des emprunts. La Société subit l'influence du secteur, notamment en ce qui a trait aux prix des marchandises, et elle est sensible aux facteurs macroéconomiques plus importants. Ces facteurs pourraient inciter les investisseurs à modifier leurs priorités de financement, les amenant ainsi à investir dans le secteur du pétrole lourd ou alors à se retirer de ce secteur.

FAITS SAILLANTS

(en milliers de dollars, à moins d'indications contraires)	2013	2012	2011
Dépenses d'investissement	16 927	47 444	51 060
Flux de trésorerie nets affectés aux activités d'exploitation	(36 432)	(27 060)	(26 245)
Perte nette liée aux activités poursuivies	(143 754)	(64 018)	(26 761)
Perte nette par action liée aux activités poursuivies, de base et diluée	(1,25)	(0,56)	(0,23)

En 2013, la perte nette liée aux activités poursuivies s'est chiffrée à 143,8 M\$, en hausse de 79,8 M\$ par rapport au montant de 64,0 M\$ enregistré en 2012. L'augmentation de la perte nette liée aux activités poursuivies découle principalement des charges pour perte de valeur sans effet de trésorerie de 101,1 M\$ présentées en détail ci-après, ainsi que de la hausse de 6,9 M\$ des frais généraux et administratifs en 2013 et des autres charges nettes de 1,2 M\$. L'augmentation de la perte nette liée aux activités poursuivies a été contrebalancée en partie par la hausse de 11,9 M\$ de l'économie d'impôt différé, par la baisse de 7,6 M\$ des charges au titre de la prospection et de l'évaluation en 2013, par des profits de change nets de 3,7 M\$ en 2013 par rapport à des pertes nettes de 1,2 M\$ en 2012, par la perte de 3,0 M\$ sur le remboursement de la dette en 2012 qui ne s'est pas reproduite en 2013, et par la diminution de 2,0 M\$ des charges financières en 2013. Les modifications des éléments qui ont une incidence sur la perte nette liée aux activités poursuivies sont présentées ci-après.

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 16,9 M\$ en 2013. En Équateur, des dépenses de 8,4 M\$ ont été affectées à des travaux environnementaux et routiers et à des travaux de forage du puits d'évaluation IP-14b. Au Canada, la Société a affecté un montant de 7,5 M\$ à un programme de forage et de données sismiques qui fournira des informations supplémentaires sur la mise en valeur initiale du projet Tamarack, et qui permettra également de déterminer les meilleurs emplacements de puits jumelés.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Charges de dépréciation

Les résultats de la Société pour 2013 comprennent une perte nette liée aux activités poursuivies de 143,8 M\$ qui est principalement attribuable à une charge pour perte de valeur sans effet de trésorerie de 101,1 M\$ liée à la technologie HTL[®], ce qui a donné lieu à une valeur comptable de zéro pour cet actif. Cette charge pour perte de valeur a été compensée par une économie nette de 11,6 M\$ sur les passifs d'impôts futurs connexes pour l'IECA et les immobilisations incorporelles qui ont été décomptabilisés en raison de la charge pour perte de valeur.

À la fin de 2013, la capitalisation boursière de la Société était considérablement inférieure à la valeur comptable de ses actifs. Cette relation est un indice de dépréciation qui donne lieu à une évaluation détaillée des actifs en vertu des IFRS. Dans le cadre de cette évaluation, la Société examine ses flux de trésorerie prévisionnels, compte tenu des résultats antérieurs, et elle les actualise au taux d'actualisation fixé au 31 décembre 2013. La Société utilise le modèle d'évaluation des actifs financiers modifié pour calculer ses taux d'actualisation, qui ont augmenté de façon régulière au cours de 2013 et qui ont notamment connu une hausse marquée au quatrième trimestre pour se situer à 26 %. Deux facteurs expliquent cette augmentation du taux d'actualisation : la hausse du rendement à l'échéance des débentures convertibles de la Société, ainsi que la hausse de la prime liée à la taille des capitaux propres qui découle de la diminution de la capitalisation boursière.

Il arrive à l'occasion que le taux d'actualisation requis en vertu des IFRS soit différent de celui qu'utilise la Société pour évaluer ses projets, car les IFRS requièrent des évaluations ponctuelles alors que la Société, dans sa détermination de la faisabilité et de la valeur commerciale, évalue ses projets sur une période de temps, ce qui peut réduire la volatilité des taux d'actualisation en comparaison avec les résultats de l'évaluation à court terme. Les IFRS sont fermes quant à l'utilisation de données observables sur le marché. Au quatrième trimestre de 2013, le cours de l'action de la Société ainsi que le rendement des titres d'emprunt négociés sur le marché ont obligé la Société à affecter des primes de risque additionnelles, soit au-delà de ce qu'elle avait été obligée d'utiliser auparavant. Compte tenu de ces facteurs, et comme l'exigent les IFRS, la Société a utilisé un taux d'actualisation d'environ 26 % à la fin de l'exercice aux fins de l'analyse de dépréciation de la technologie HTL®. Aux fins commerciales et de planification, la Société utilise des taux d'actualisation se situant entre 10 % et 15 %.

Les flux de trésorerie prévisionnels de la Société qui sont liés aux projets ayant recours à la technologie HTL® génèrent habituellement un rendement interne inférieur au taux d'actualisation de 26 % qui est utilisé à la fin de l'exercice, ce qui donne lieu à la charge de dépréciation pour la période. En vertu des IFRS, la charge de dépréciation peut être reprise ultérieurement, une fois que les faits et les circonstances liés à la charge seront différents.

La charge de dépréciation sans effet de trésorerie relative à la technologie HTL® découle de l'application de normes comptables et de procédures liées au coût en capital en fonction des informations disponibles sur le marché et elle ne représente pas l'évaluation que fait la Société de la valeur commerciale de la technologie HTL®. La Société est d'avis que la technologie HTL® possède une importante valeur commerciale et elle poursuit ses efforts de développement de l'entreprise visant à permettre la commercialisation de la technologie HTL®. En 2013, dans le cadre de ces initiatives, les services d'un cabinet d'ingénieurs-conseils externe ont été retenus afin de comparer la technologie HTL® à d'autres technologies concurrentes. Selon la conclusion de cette étude, la technologie HTL® a la possibilité de devenir la principale technologie de valorisation partielle sur le marché. Des travaux supplémentaires ont été effectués et ont également prouvé que le pétrole brut synthétique issu de la technologie HTL® est stable et compatible avec les systèmes de transport et de stockage actuels, ainsi qu'avec les pipelines, et qu'il peut être traité dans une raffinerie. De plus, la Société a réussi à raffiner le pétrole brut extrait de la formation T2 d'Ecopetrol S.A. à San Fernando, en Colombie, le faisant ainsi passer de 8 degrés API à 15 degrés API.

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation du secteur de développement des technologies sont engagés à l'installation d'essai de la charge d'alimentation (l'« IECA ») de la Société située au Southwest Research Institute, à San Antonio, au Texas, et ont trait principalement aux matériaux et à la main-d'œuvre.

Les coûts d'exploitation de l'IECA en 2013 se sont établis à 4,4 M\$, ce qui équivaut sensiblement aux coûts d'exploitation de 4,3 M\$ enregistrés en 2012.

Les coûts d'exploitation de l'IECA en 2012 se sont établis à 4,3 M\$, ce qui équivaut sensiblement aux coûts d'exploitation de 4,6 M\$ enregistrés en 2011.

Frais généraux et administratifs

Les frais généraux et administratifs comprennent principalement les frais liés au personnel et aux bureaux, les frais juridiques et d'autres coûts liés aux services faisant l'objet de contrats.

La Société a engagé des frais généraux et administratifs de 38,1 M\$ en 2013, en hausse de 7,0 M\$ par rapport aux frais de 31,1 M\$ enregistrés en 2012. L'augmentation découle surtout d'une hausse de 3,1 M\$ des frais juridiques principalement liés aux poursuites présentées à la rubrique 3 de la partie I intitulée « Litiges » du présent rapport annuel, d'un montant de 1,0 M\$ au titre des frais non récurrents liés au personnel relativement aux indemnités de départ et à la fidélisation d'employés clés dans le secteur Asie au premier trimestre de 2013, ainsi que d'un montant de 1,3 M\$ au titre de l'excédent de la rémunération incitative à court terme sur les charges de 2012. Un montant de 1,6 M\$ au titre des autres frais généraux et administratifs a constitué le solde de la différence.

La Société a engagé des frais généraux et administratifs de 31,1 M\$ en 2012, en baisse de 7,5 M\$ par rapport aux frais de 38,6 M\$ enregistrés en 2011. Les frais généraux et administratifs ont été plus faibles en 2012 en raison de la diminution des frais liés au personnel, des frais juridiques et des autres coûts liés aux services faisant l'objet de contrats. Les frais liés au personnel ont diminué de 3,6 M\$ par rapport à 2011, l'officialisation du programme de rémunération de la Société en 2011 ayant donné lieu, au cours de cet exercice, à la comptabilisation de coûts liés au régime incitatif à court terme pour deux exercices. En outre, les charges au titre des paiements fondés sur des actions ont diminué en 2012 en raison de la hausse du taux de roulement du personnel. Les frais juridiques et les autres coûts liés aux services faisant l'objet de contrats ont diminué de 2,0 M\$ par rapport à 2011, principalement en raison du règlement d'une poursuite contre la Société et du recouvrement des coûts de la Société grâce au règlement favorable de cette affaire. Les frais généraux et administratifs ont également diminué de 1,9 M\$ par rapport à 2011, principalement en raison d'une affectation moindre des activités de services partagés et de la diminution des honoraires liés aux activités d'audit et de financement.

Prospection et évaluation

Les charges au titre de la prospection et de l'évaluation des biens pétroliers et gaziers sont initialement inscrites à l'actif à titre d'immobilisations incorporelles de prospection et d'évaluation et elles ne sont imputées comme des charges au titre de la prospection et de l'évaluation que dans la mesure où la suffisance des réserves ne peut être établie, ou lorsque l'on détermine que les coûts n'ont aucune valeur future.

Les charges au titre de la prospection et de l'évaluation se sont établies à 15,4 M\$ en 2013, en baisse de 7,6 M\$ par rapport aux charges de 23,0 M\$ enregistrées en 2012. En juillet 2013, le gouvernement de la Mongolie a confirmé la prorogation du contrat de partage de la production de la Société pour une durée de deux ans; le contrat viendra donc à échéance en juillet 2015. La Société croit avoir dépassé considérablement les besoins minimaux au chapitre des dépenses pour les cinq premières années du contrat de partage de la production. Dans le cadre du recentrage de ses activités à l'échelle mondiale, la Société recherche activement des candidats potentiels afin d'acheter le contrat de partage de la production en Mongolie ou de conclure un accord d'affermage relativement à ce dernier. La Société a mis à jour le potentiel géologique et exploratoire de la propriété liée au contrat de partage de la production en Mongolie selon les récents travaux de forage et les données sismiques 2-D obtenues au début de 2012 et a déterminé des cibles de forage. Au cours du troisième trimestre de 2013, la Société a passé en charges un montant de 4,7 M\$ au titre des coûts en capital afin de réduire la valeur comptable des actifs liés au contrat de partage de la production en Mongolie à leur valeur recouvrable estimée à ce moment. La Société a passé en charges la tranche restante de 10,7 M\$ des coûts en capital au quatrième trimestre de 2013 afin de réduire davantage la valeur comptable des actifs liés au contrat de partage de la production en Mongolie, la faisant ainsi passer à néant, car la Société ne s'attend pas à ce qu'un processus d'achat ou d'accord d'affermage relativement au contrat de partage de la production en Mongolie se réalise à court terme en raison des incertitudes actuelles à l'égard de la réglementation du gouvernement mongol. Celui-ci revoit actuellement les lois et règlements portant sur le secteur de l'énergie et des minéraux en Mongolie. Pour cette raison, les activités engagées pour l'exercice considéré ont diminué de façon importante et, jusqu'à ce que le cadre réglementaire se précise en Mongolie, le moment où un éventuel processus d'achat ou d'accord d'affermage sera effectivement conclu est difficile à prévoir.

Les charges au titre de la prospection et de l'évaluation se sont établies à 23,0 M\$ en 2012, en hausse de 20,2 M\$ par rapport aux charges de 2,8 M\$ enregistrées en 2011. Le puits de prospection IP-17 dans la partie sud du bloc 20, en Équateur, a permis la découverte de quantités non commerciales d'hydrocarbures, et la Société a passé en charges un montant de 19,9 M\$ au titre des coûts connexes en 2012. La Société a également passé en charges un montant de 2,9 M\$ au titre des coûts en capital en 2012 relativement au deuxième puits foré en Mongolie en 2011. Des essais indépendants en laboratoire sur les déblais de forage de la Mongolie terminés en septembre 2012 indiquent une forte probabilité que le pétrole mobile se trouve en quantité limitée dans le puits. Les autres charges au titre de la prospection et de l'évaluation d'un montant de 0,2 M\$ ont été passées en charges au deuxième trimestre de 2012.

En 2011, les charges au titre de la prospection et de l'évaluation se sont chiffrées à 2,8 M\$. Des frais de forage de 2,1 M\$ ont été passés en charges relativement au puits de prospection en Mongolie qui a été bouché et abandonné. En outre, il a été déterminé que des dépenses liées à la collecte de données sismiques de 0,7 M\$ engagées en Équateur auront une valeur future limitée et, par conséquent, ont été passées en charges au titre de la prospection et de l'évaluation.

Amortissement

La dotation aux amortissements se compose principalement de charges au titre de l'amortissement de coûts inscrits à l'actif pour l'IECA, mais elle comprend également l'amortissement du mobilier et du matériel.

La dotation aux amortissements pour 2013 s'est chiffrée à 130 M\$, soit le même montant qu'en 2012.

La dotation aux amortissements pour 2012 s'est chiffrée à 1,0 M\$, soit le même montant qu'en 2011.

Change

Le profit ou la perte de change découle de la réévaluation des actifs et des passifs monétaires libellés dans une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle de la Société, soit le dollar américain, à la fin de chaque période et à compter du règlement des créiteurs de la Société libellés en monnaie étrangère.

La Société a enregistré un profit de change de 3,7 M\$ en 2013, comparativement à une perte de 1,2 M\$ en 2012. En 2013, le dollar canadien a reculé par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits à la conversion des débentures convertibles de la Société, lesquels ont été partiellement contrebalancés par des pertes à la conversion de la trésorerie libellée en dollars canadiens. À l'opposé, en 2012, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, ce qui a entraîné des pertes à la conversion des débentures convertibles de la Société, lesquelles ont été partiellement compensées par des profits à la conversion de la trésorerie libellée en dollars canadiens. Même si la Société détenait davantage de trésoreries libellées en dollars canadiens en 2013 qu'en 2012, le solde de trésorerie moyen était inférieur au solde des débentures convertibles de la Société. De plus, l'ampleur absolue du recul du dollar canadien observé en 2013 était nettement supérieure à l'ampleur absolue du raffermissement du dollar canadien observé en 2012.

La Société a enregistré une perte de change de 1,2 M\$ en 2012, comparativement à un profit de change de 0,5 M\$ en 2011. Cette perte pour 2012 s'explique principalement par la réévaluation des débentures convertibles libellées en dollars canadiens, le huard s'étant raffermi vers la fin de 2012 par rapport au cours de change de clôture de 2011, ce qui a donné lieu à la hausse de la dette convertie en 2012.

Instruments dérivés

Le profit sur instruments dérivés découle de la comptabilisation des variations de la juste valeur des instruments dérivés dans le résultat net.

Au 31 décembre 2013, la Société a évalué la composante convertible des débentures convertibles à néant, comparativement à 0,2 M\$ au 31 décembre 2012. Cette évaluation moins élevée, qui a donné lieu à un profit latent de 0,2 M\$ en 2012, découle de la baisse des cours de l'action de la Société en 2013, cette dernière se fondant notamment sur le cours de son action pour estimer la juste valeur du dérivé.

Au 31 décembre 2012, la Société a évalué la composante convertible des débentures convertibles à environ 0,2 M\$, comparativement à 1,6 M\$ au 31 décembre 2011. Cette évaluation moins élevée, qui a donné lieu à un profit latent de 1,4 M\$ en 2012, découle de la baisse des cours de l'action de la Société en 2012, cette dernière se fondant notamment sur le cours de son action pour estimer la juste valeur du dérivé.

Charges financières

Les charges financières se composent de charges d'intérêts et de la désactualisation des obligations relatives au démantèlement.

Les charges financières se sont établies à 2,3 M\$ en 2013, en baisse de 2,0 M\$ par rapport aux charges de 4,3 M\$ enregistrées en 2012. Cette baisse est principalement attribuable à une diminution de 3,4 M\$ des charges d'intérêts brutes découlant de la réduction de la dette en 2013, que la Société a utilisé pour financer ses activités tandis qu'elle concluait ses cessions d'actifs pour 2012. Ce chiffre a été partiellement contrebalancé par une hausse de 1,0 M\$ des intérêts nets passés en charges en raison de la diminution des dépenses d'investissement auxquelles ils étaient imputés en 2013 par rapport à 2012, conjuguée à une réduction de 0,4 M\$ du produit de retenue relativement à la transaction avec MIE Holding Corporation (« MIE »), dans le cadre de laquelle la Société a cédé sa filiale en propriété exclusive, Pan-China Resources Ltd. à MIE.

Les charges financières se sont établies à 4,3 M\$ en 2012, en hausse de 3,9 M\$ par rapport aux charges de 0,4 M\$ enregistrées en 2011. Cette hausse est attribuable à l'augmentation de la dette en 2012, la Société ayant eu recours à des emprunts pour financer ses activités tandis qu'elle concluait ses cessions d'actifs pour 2012. Elle s'explique en outre par la diminution du montant des intérêts imputé aux dépenses d'investissement, les emprunts ayant été davantage affectés aux activités poursuivies qu'aux projets d'investissement vers le second semestre de 2012.

Perte sur le remboursement de la dette

La Société a classé sa dette à court terme à titre de passif financier évalué au coût amorti, ce qui permet d'amortir les coûts de transaction sur la durée de vie de l'instrument d'emprunt.

En décembre 2012, après la conclusion des cessions d'actifs en Chine, la Société s'est servie d'une tranche du produit de ces cessions pour rembourser sa dette à court terme avant son échéance. En raison de ce remboursement, les coûts de transaction différés restants des instruments d'emprunt ont été comptabilisés en résultat au moment du remboursement. En 2012, ces coûts se sont élevés à 3,0 M\$.

Profit à la décomptabilisation de la provision à long terme

Dans le cadre d'une convention de fusion conclue en 2005 avec Ensyn, la Société a pris en charge une obligation conditionnelle de 1,9 M\$. Au troisième trimestre de 2011, la Société a déterminé que, d'après les derniers événements et les clarifications concernant les modalités de la convention, la satisfaction des critères sous-jacents au caractère conditionnel de l'obligation était improbable et le passif a été décomptabilisé.

Charge d'impôt

La Société a comptabilisé une économie d'impôt différé de 14,3 M\$ en 2013, comparativement à une économie de 2,4 M\$ en 2012. La hausse de 11,9 M\$ de l'économie est principalement attribuable aux passifs d'impôts futurs de 11,6 M\$ liés aux actifs relatifs à la technologie HTL[®] qui ont été décomptabilisés en raison de la charge pour perte de valeur, ainsi qu'à une économie d'impôt différé relative à la dépréciation des actifs de Mongolie qui a donné lieu à une économie de 2,7 M\$. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la diminution de 2,4 M\$ des économies d'impôt différé qui découle principalement des pertes hors exploitation qui ont été comptabilisées en 2012, mais qui ne se sont pas répétées en 2013.

La Société a comptabilisé une économie d'impôt différé de 2,4 M\$ en 2012, comparativement à une économie d'impôt de 4,4 M\$ en 2011. Cette diminution de 2,0 M\$ est principalement attribuable à la diminution de la provision pour moins-value en 2011 relativement à certaines pertes d'exploitation aux États-Unis dont la réalisation a été déterminée comme étant plus probable qu'improbable, ainsi qu'à une diminution des pertes d'exploitation nettes en raison de la diminution des charges en 2012.

Activités abandonnées

Bloc Zitong

Le 27 décembre 2012, Sunwing Zitong Energy, une filiale en propriété exclusive de la Société, a conclu le transfert des participations de la Société dans le contrat pétrolier relatif au bloc Zitong à Shell China Exploration and Production Co. (« Shell »).

En contrepartie de la participation de Sunwing dans le contrat pétrolier relatif au bloc Zitong, la Société a reçu un produit en trésorerie avant impôt totalisant 105,0 M\$ assujéti à une retenue dans l'attente de l'achèvement des audits prévus par la réglementation. Le produit initial avant impôt d'environ 96,2 M\$ a été remis à la conclusion. La Société a reçu la totalité du produit de retenue de 5,1 M\$ US en juin 2013 et la tranche finale de 3,7 M\$ US du produit a été libérée en décembre 2013 dans le cadre de l'audit du recouvrement des coûts de China National Petroleum Corporation pour 2012.

Au début de 2013, Shell a pris en charge les obligations aux termes de l'entente complémentaire visant le bloc Zitong et a remplacé la lettre de garantie de la Société par la sienne. Par conséquent, la garantie au titre de cette lettre, qui est présentée dans les liquidités soumises à restrictions dans l'état de la situation financière de la Société au 31 décembre 2012, a été libérée le 1^{er} février 2013.

Pan-China Resources Ltd.

Le 17 décembre 2012, la Société a conclu la vente de la totalité des actions en circulation de sa filiale en propriété exclusive indirecte, Pan-China Resources Ltd., à MIE.

À titre de contrepartie, la Société a reçu 45,0 M\$ en trésorerie, moins un montant de 5,4 M\$ lié aux ajustements et un montant de 4,0 M\$ à titre de retenue. La Société a reçu un produit de retenue de 3,6 M\$ en juillet 2013.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Obligations et engagements contractuels

L'information qui suit au sujet de nos obligations contractuelles et des autres engagements résume certains de nos besoins en matière de trésorerie et de sources de financement. L'information présentée dans le tableau ci-dessous n'inclut pas les dépenses d'investissement ni les obligations prévues, mais non légalement engagées ou assumées, qui sont discrétionnaires ou exécutées en vertu de contrats pouvant être annulés sur présentation d'un préavis de 30 jours.

	Total	2014	2015	2016	2017	Après 2017
Dettes à long terme ¹	68 926	–	–	68 926	–	–
Intérêts sur la dette à long terme ¹	9 891	3 963	3 963	1 965	–	–
Obligations relatives au démantèlement ²	4 091	–	–	199	–	3 892
Contrats de location	3 033	993	826	704	352	158
Total	85 941	4 956	4 789	71 794	352	4 050

1. La dette à long terme est libellée en dollars canadiens et a été convertie en dollars américains à un taux de change d'environ 0,9402 \$ US pour 1 \$ CA.
2. Correspond aux obligations relatives au démantèlement non actualisées après inflation. La valeur actualisée de ces obligations estimatives (2,4 M\$) est présentée dans les états financiers consolidés.

Dettes à long terme et intérêts

Tel qu'il est décrit dans les états financiers, la Société a émis des débentures convertibles d'un montant de 73,3 M\$ CA venant à échéance le 30 juin 2016. Les débentures convertibles portent intérêt au taux de 5,75 % par année, payables semestriellement le dernier jour de juin et de décembre de chaque année, et ce, depuis le 31 décembre 2011.

Provisions pour les coûts relatifs au démantèlement

La Société est tenue de corriger l'effet de ses activités sur l'environnement à nos sites d'exploitation, en démantelant et en enlevant les installations de production et en réparant tout dommage qui aurait pu avoir été causé aux lieux. Au 31 décembre 2013, Ivanhoe a estimé à 4,1 M\$ le total des coûts indexés non actualisés destinés au règlement de ses obligations relatives au démantèlement au Canada, à l'IECA aux États-Unis et en Équateur. Ces coûts devraient être engagés entre 2016 et 2032, en 2029 et en 2038, respectivement.

Contrats de location

La Société a conclu des contrats de location à long terme visant des locaux à bureaux et des véhicules et venant à échéance entre 2014 et 2018.

Autres

Si Ivanhoe reçoit les approbations gouvernementales et autres approbations requises pour mettre en valeur la frontière nord de l'une des concessions de Tamarack, la Société devra verser un paiement en espèces à Talisman d'un montant maximal de 15,0 M\$ CA, à titre de paiement final et conditionnel pour l'achat de 2008.

À l'occasion, Ivanhoe 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 serait 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 ordinaires, des options sur actions ou une combinaison de ces éléments. De la même manière, les ententes conclues par la Société peuvent prévoir des frais d'annulation ou des clauses de dommages-intérêts convenus pour résiliation hâtive. Ces frais ne sont pas considérés comme significatifs.

La Société peut accorder à des tiers, dans le cours normal des activités, des indemnités considérées comme standards dans le cadre de certaines transactions telles que des conventions d'achat et de vente. Les conditions de ces indemnités varient en fonction du contrat dont la nature empêche Ivanhoe 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 indemnités ne serait probablement pas significatif.

Dans le cours normal de ses activités, la Société fait l'objet de poursuites intentées contre elle. Bien que l'issue de ces poursuites soit incertaine, la Société estime que, raisonnablement, elles ne sont pas susceptibles d'avoir un effet significatif, dans l'ensemble, sur sa situation financière ni sur son résultat.

Sources et affectation de la trésorerie

Le tableau ci-dessous présente le sommaire des flux de trésorerie de la Société liés à ses activités d'exploitation, d'investissement et de financement, conformément à l'information présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie.

	2013	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	(36 432)	(27 060)	(26 245)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(2 003)	77 662	(85 422)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(8)	(5 388)	61 423

Liquidité

Les ressources financières existantes d'Ivanhoe ne suffisent pas à financer les dépenses d'investissement futures nécessaires pour faire progresser nos projets en cours et maintenir les activités de la Société à leur niveau actuel. À court terme, la Société nécessitera d'autres sources de financement afin de poursuivre ses activités comme elle le fait actuellement. Ivanhoe entend répondre à ses besoins de financement futurs en combinant le recours à des investisseurs stratégiques et aux marchés des titres de participation et des titres d'emprunt publics et privés, que ce soit au niveau de la société mère ou à celui d'un projet, et au moyen de la vente de participations dans les biens pétroliers existants. Rien ne garantit que la Société sera en mesure d'obtenir un tel financement ni qu'elle l'obtiendra à des conditions favorables.

Ces activités comprennent des pourparlers avec une importante société pétrolière internationale en vue d'établir une entente visant une participation conjointe à l'égard du projet Pungarayacu, en Équateur. La transaction visée par ces pourparlers, si elle se réalise et lorsque ce sera le cas, devrait générer des flux de trésorerie additionnels. Bien que des progrès aient été réalisés à l'égard de l'objectif de conclusion d'une transaction par les éventuels participants à celle-ci, rien ne garantit que l'objectif sera atteint ou qu'il sera atteint dans un délai raisonnable, ou que cette participation sera approuvée par les autorités de réglementation de l'Équateur. Sans un accès opportun à une source de financement suffisante pour lui permettre d'effectuer ses dépenses d'investissement prévues et de financer les coûts liés à la poursuite de ses activités, la Société pourrait être contrainte de réduire ses activités existantes de façon importante et être incapable de poursuivre son exploitation.

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'exploitation pour 2013 se sont chiffrés à 36,4 M\$, en hausse de 9,4 M\$ par rapport au montant de 27,0 M\$ enregistré en 2012. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation de 6,9 M\$ des frais généraux et administratifs en trésorerie dont il a été question précédemment, moins la charge de rémunération fondée sur des actions sans effet de trésorerie et d'autres variations nettes de 2,5 M\$ ayant une incidence sur les activités d'exploitation, ce qui comprend une diminution nette de 1,1 M\$ attribuable à l'impôt, aux frais de clôture et aux résultats de l'exercice précédent relatifs aux activités abandonnées en Chine.

Le tableau suivant présente le sommaire de l'effet sur les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'exploitation en 2013 par rapport à 2012 dont il a été question précédemment :

	2013	2012	Variation
Impôt en espèces payé; relativement aux activités abandonnées	(7 455)	–	(7 455)
Frais généraux et administratifs moins la charge de rémunération fondée sur des actions sans effet de trésorerie	(34 547)	(27 647)	(6 900)
Coûts de transaction en espèces payés relativement aux activités abandonnées	(2 072)	–	(2 072)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation provenant des activités abandonnées	(3 372)	–	(3 372)
Autres éléments nets ayant une incidence sur les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	(3 022)	587	(3 609)
Produit en espèces reçu relativement à Zitong	8 810	–	8 810
Produit en espèces reçu relativement à PCR	5 226	–	5 226
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	(36 432)	(27 060)	(9 372)

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'exploitation pour 2012 se sont chiffrés à 27,0 M\$, en hausse de 0,8 M\$ par rapport au montant de 26,2 M\$ enregistré en 2011. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des charges d'intérêts relativement aux activités de financement associées à des emprunts plus élevés en 2012 par rapport à l'exercice précédent, en partie compensée par la baisse des frais généraux et administratifs.

Activités d'investissement

Dépenses de prospection et d'évaluation

Pour 2013, les dépenses de prospection et d'évaluation se sont établies à 15,9 M\$. Le secteur Canada de la Société a affecté un montant de 7,5 M\$ à un programme de forage et de données sismiques qui fournira des informations supplémentaires pour la mise en valeur initiale du projet Tamarack, y compris pour déterminer l'emplacement optimal de puits jumelés. En Équateur, des dépenses d'investissement de 8,4 M\$ ont été engagées pour des travaux environnementaux et routiers et des travaux de forage du puits d'évaluation IP-14b.

Pour 2012, les dépenses de prospection et d'évaluation se sont établies à 40,1 M\$. Au Canada, Ivanhoe a affecté un montant de 3,8 M\$ au soutien du processus réglementaire pour le projet Tamarack, et a engagé des frais de 23,4 M\$ pour le forage du puits d'exploration IP-17, dans la partie sud du bloc 20, en Équateur. Des coûts incorporés dans le coût de l'actif de 19,9 M\$ associés au puits d'exploration IP-17 ont été passés en charges au troisième trimestre, en raison de la découverte de quantités non commerciales d'hydrocarbures. Certains coûts associés au puits IP-17 demeurent incorporés dans le coût de l'actif, car le puits pourrait être utilisé dans le cadre de futurs projets de mise en valeur. En Asie, la Société a affecté un montant de 12,4 M\$ au programme de données sismiques à Zitong, en plus d'engager d'autres dépenses totalisant 0,5 M\$.

Les dépenses d'investissement au titre de la prospection et de l'évaluation ont totalisé 37,4 M\$ en 2011. En Équateur, la Société a engagé des dépenses totalisant 10,7 M\$, principalement affectées à l'achèvement du relevé sismique bidimensionnel de 190 km du bloc 20. Au Canada, des coûts liés à l'ingénierie et à l'environnement de 6,3 M\$ ont été affectés au soutien du processus réglementaire pour le projet Tamarack. Des coûts de 3,3 M\$ ont été engagés dans le bassin Nyalga, en Mongolie. Les dépenses engagées à l'égard du premier puits d'exploration de la Société à N16-1E-1A ont été passées en charges. Les appareils de forage ont été affectés au deuxième emplacement, N16-2E-B, où le forage a débuté à la mi-septembre 2011. En Chine, les dépenses d'investissement se sont élevées à 17,1 M\$ en 2011. Les puits de gaz Yixin-2 et Zitong-1, situés dans le projet Zitong de la Société, en Chine, ont subi des tests, et des stimulations de fracture y ont été effectuées.

Dépenses liées aux immobilisations corporelles

En 2013, les dépenses d'investissement liées aux immobilisations corporelles se sont chiffrées à 1,1 M\$. Ces dépenses se rapportaient au matériel de bureau et matériel informatique ainsi qu'aux améliorations locatives.

En 2012, les dépenses d'investissement liées aux immobilisations corporelles ont totalisé 7,3 M\$. La Société a foré deux puits à Dagang. Le premier a été achevé au deuxième trimestre de 2012, et le second au troisième trimestre de 2012.

En 2011, les dépenses d'investissement liées aux immobilisations corporelles se sont chiffrées à 13,7 M\$. À Dagang, quatre puits ont été forés et achevés. Un puits foré en 2010 a également été achevé au début de 2011. Le programme de stimulation de fractures à Dagang s'est poursuivi au cours de l'exercice.

Produit à la cession d'activités abandonnées

En 2012, le produit à la cession d'activités abandonnées s'est chiffré à environ 131,8 M\$ avant impôt.

Le 27 décembre 2012, Sunwing Zitong Energy, une filiale en propriété exclusive de la Société, a conclu le transfert des participations de la Société dans le contrat pétrolier relatif au bloc Zitong à Shell. En contrepartie de la participation de Sunwing dans le contrat pétrolier relatif au bloc Zitong, la Société a reçu un produit avant impôt d'environ 96,2 M\$. En juin 2013, la période de retenue habituelle de six mois à partir de la date de transaction a expiré et la Société a reçu la totalité du produit de retenue (5,1 M\$). En décembre 2013, la Société a reçu le produit restant après que China National Petroleum Corporation (« CNPC ») ait achevé son audit du recouvrement des coûts annuel pour 2012 (3,7 M\$).

Le 17 décembre 2012, la Société a conclu la vente de la totalité des actions en circulation de sa filiale en propriété exclusive indirecte, Pan-China Resources Ltd., à MIE. À titre de contrepartie, la Société a reçu 45,0 M\$ en trésorerie, moins un montant de 5,4 M\$ lié aux ajustements et un montant de 4,0 M\$ à titre de retenue. La Société a reçu un produit de retenue de 3,6 M\$ en juillet 2013.

Liquidités soumises à restrictions

En décembre 2011, Ivanhoe a dû fournir un cautionnement d'exécution de 20,0 M\$ dans le cadre de l'achèvement et de la conclusion de l'entente complémentaire avec CNPC. Après la cession de la participation de la Société dans le bloc Zitong, la Société a reçu un montant de 20,0 M\$ en espèces aux fins de la lettre de garantie en février 2013.

Activités de financement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement en 2013 se sont établis à néant, en baisse de 5,4 M\$ par rapport aux flux de trésorerie nets provenant des activités de financement de 5,4 M\$ enregistrés en 2012.

En 2012, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 5,4 M\$, en hausse de 66,8 M\$ par rapport aux flux de trésorerie provenant des activités de financement de 61,4 M\$ enregistrés en 2011. En décembre 2012, la Société a obtenu un emprunt de 10,0 M\$ aux fins de son fonds de roulement. Cet emprunt et les emprunts en cours obtenus d'UBS et d'ICFL après la conclusion des cessions d'actifs en Chine ont été remboursés avant le 31 décembre 2012. En 2011, la Société a mobilisé un montant de 72,9 M\$, déduction faite des frais d'émission, au moyen de l'émission des débentures convertibles, afin de rembourser le billet convertible à payer à Talisman le 11 juillet 2011 et de financer les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement. Le produit en espèces de 29,9 M\$ a également été obtenu en 2011 grâce à l'exercice de bons de souscription et d'options sur actions.

Structure du capital

Aux 31 décembre	2013		2012	
Dette à long terme	63 012	28,2 %	65 214	17,7 %
Capitaux propres	160 277	71,8 %	302 998	82,3 %
Total du capital	223 289	100,0 %	368 212	100,0 %

Le 22 avril 2013, les actionnaires de la Société ont approuvé une proposition ayant trait à un regroupement d'actions visant les actions ordinaires de la Société afin de se conformer de nouveau aux exigences liées au cours acheteur minimal établies dans les règlements liés à l'inscription sur le NASDAQ. Le regroupement d'actions est entré en vigueur le 25 avril 2013. Par suite du regroupement d'actions, les actionnaires ont reçu une nouvelle action ordinaire par tranche de trois anciennes actions ordinaires détenues, et un cours initial des nouvelles actions ordinaires supérieur au cours acheteur minimal du NASDAQ a été établi, permettant ainsi à la Société d'être à nouveau conforme le 9 mai 2013.

Le 6 septembre 2013, la Société a reçu un avis du service responsable des inscriptions sur le marché boursier NASDAQ, selon lequel elle ne respectait pas les exigences liées au cours acheteur minimal établies dans les règlements liés à l'inscription au NASDAQ et pourrait y satisfaire de nouveau si le cours de clôture de son action ordinaire s'élevait à au moins 1,00 \$ pendant un minimum de 10 jours ouvrables consécutifs avant le 5 mars 2014. Pour des renseignements additionnels, se reporter au formulaire 8-K déposé le 12 septembre 2013. Le 18 février 2014, la Société a demandé au NASDAQ une nouvelle période de conformité de 180 jours qui lui a été octroyée et qui viendra à échéance le 2 septembre 2014.

PRINCIPES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les états financiers ont été préparés conformément aux IFRS, telles que celles-ci ont été publiées par l'IASB.

Un sommaire détaillé des principales méthodes comptables de la Société est inclus à la note 3 des états financiers. Certaines de ces méthodes comprennent des estimations comptables critiques, car elles exigent que la Société exerce des jugements particulièrement subjectifs ou complexes à propos de questions intrinsèquement incertaines et du fait de la probabilité que les montants présentés soient sensiblement différents dans d'autres circonstances ou en vertu d'hypothèses différentes. La partie qui suit traite des estimations et des hypothèses comptables critiques et de leur incidence sur les montants présentés dans les états financiers de la Société.

Immobilisations incorporelles au titre de la prospection et de l'évaluation

La direction doit déterminer si les immobilisations incorporelles au titre de la prospection et de l'évaluation qui n'ont pas donné lieu à la découverte de réserves prouvées devraient continuer d'être incorporées dans le coût de l'actif ou d'être portées en charges au titre de la prospection et de l'évaluation. Pour ce faire, Ivanhoe tient compte de différents facteurs : les résultats de forage, les activités prévues au titre de l'exploration et de la mise en valeur, la capacité financière de la Société de continuer à mettre en valeur le bien, la possibilité d'utiliser la technologie HTL[®] de la Société dans le cadre de certains projets, les délais d'expiration des contrats de location, la conjoncture du marché et les recommandations techniques émises par le personnel affecté à l'exploration.

Bien que la Société croie que ses estimations sont raisonnables et conformes aux conditions actuelles, à la planification à l'interne et aux activités futures prévues, elles peuvent faire l'objet d'incertitudes et de jugements importants. Ivanhoe ne peut prévoir si un événement donnant lieu à une perte de valeur surviendra ou non, le moment auquel un tel événement pourrait survenir ni l'incidence d'un tel événement sur la valeur des actifs présentée.

Perte de valeur

Immobilisations corporelles

Avant la vente de ses biens pétroliers et gaziers en 2012, la Société a soumis périodiquement ses actifs gaziers et pétroliers ou ses groupes d'actifs à un test de dépréciation chaque fois qu'un événement ou un changement de circonstances indiquait que la valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Une perte de valeur peut notamment être causée par une baisse du prix du pétrole et du gaz, par une révision significativement négative des estimations des réserves, par l'impossibilité d'utiliser la technologie HTL[®] de la Société dans le cadre de certains projets, par une variation du coût en capital ou par l'impossibilité de recueillir suffisamment de ressources financières pour mettre davantage en valeur le bien.

Les estimations de flux de trésorerie aux fins des tests de dépréciation de la Société exigent la formulation d'hypothèses importantes quant aux prix et aux coûts futurs, à la production, aux volumes des réserves et aux taux d'actualisation, ainsi qu'aux avantages potentiels de l'application de sa technologie HTL[®]. Compte tenu des hypothèses importantes requises et de la probabilité que les circonstances réelles soient différentes, l'évaluation de la perte de valeur des actifs pétroliers et gaziers était considérée comme une estimation comptable critique.

Immobilisations technologiques incorporelles

Les immobilisations technologiques incorporelles de la Société sont constituées d'une licence exclusive et irrévocable pour l'utilisation de sa technologie HTL[®]. Ivanhoe soumet les actifs technologiques et les actifs connexes de l'installation d'essai de charge d'alimentation comptabilisés dans les immobilisations corporelles à des tests de dépréciation sur une base annuelle, ou lorsque survient un événement ou un changement défavorable. Les indicateurs d'événements défavorables peuvent comprendre l'expiration du brevet à l'égard de la technologie HTL[®] ou le développement de nouvelles technologies. La perte de valeur des immobilisations incorporelles constitue une estimation comptable critique, car elle exige d'Ivanhoe qu'elle émette des hypothèses quant aux développements technologiques concurrentiels, à la commercialisation réussie de la technologie HTL[®] et aux flux de trésorerie futurs liés à la technologie HTL[®].

Ivanhoe ne peut prévoir si un événement donnant lieu à une perte de valeur surviendra ou non, le moment auquel un tel événement pourrait survenir ni l'incidence d'un tel événement sur la valeur des actifs présentée. Bien que la Société croie que ses estimations sont raisonnables et conformes aux conditions actuelles, à la planification à l'interne et aux activités futures prévues, elles peuvent faire l'objet d'incertitudes et de jugements importants.

Réserves de pétrole et de gaz

Le processus d'estimation des réserves est fondamentalement complexe et empreint d'incertitudes. Il exige la formulation de jugements et la prise de décisions importantes fondées sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations pourraient changer de façon importante à mesure que les données supplémentaires tirées des activités poursuivies de mise en valeur et de la 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. Ces révisions pourraient être faites à la hausse ou à la baisse. Pour obtenir des détails sur notre processus d'estimation des réserves, se reporter à la section intitulée « Réserves, production et renseignements connexes », aux rubriques 1 et 2 du présent rapport annuel. Les estimations touchant les réserves ont une incidence importante sur les évaluations de la perte de valeur de la Société, lesquelles ont une incidence importante sur les résultats.

Modèle d'évaluation des options

La Société utilise le modèle d'évaluation des options de Black et Scholes pour évaluer la juste valeur des options sur actions et des unités d'actions subalternes réglées en instruments de capitaux propres à la date d'attribution. La détermination de la juste valeur des attributions à base d'actions à la date d'attribution exige la formulation de jugements, y compris à l'égard de l'estimation de la durée prévue de l'attribution, de la volatilité attendue des actions ordinaires de la Société et des dividendes prévus. En outre, il faut faire appel au jugement pour estimer le nombre d'attributions qui devraient faire l'objet d'une renonciation. La variation des hypothèses peut avoir une incidence significative sur la juste valeur estimée et, par conséquent, les modèles existants ne fournissent pas nécessairement une évaluation précise de la juste valeur.

Impôt différé

Ivanhoe exerce ses activités dans un secteur spécialisé au sein de territoires régis par différentes autorités fiscales. Par conséquent, le bénéfice de la Société est assujéti à divers taux d'imposition. L'étendue des activités de la Société et la complexité de la réglementation fiscale à l'échelle mondiale exigent l'évaluation des incertitudes et l'application de jugements dans l'estimation de l'impôt que la Société devra verser. Le montant final de l'impôt qui devra être payé dépend de nombreux facteurs, notamment les négociations avec les autorités fiscales de divers pays, les positions

fiscales incertaines, les résultats de litiges fiscaux et la résolution de différends consécutifs à des vérifications fiscales par les administrations fédérales, les administrations des provinces et des États et les administrations locales.

Le passif d'impôt différé constitue une estimation comptable critique, car il exige qu'Ivanhoe émette des hypothèses quant à la résolution de ces incertitudes et l'impôt qui en résultera au bout du compte pourra se traduire par des ajustements aux actifs et aux passifs d'impôt de la Société.

Provisions pour le démantèlement et la remise en état

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état futurs des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation et des immobilisations corporelles. La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état à la fin de chaque période de présentation de l'information. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature des activités exercées est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou à ses activités d'exploitation normales.

Ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue et de l'ampleur des travaux, des exigences réglementaires, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont établies en fonction de chaque actif, la provision totale établie par la Société repose sur de nombreux jugements et hypothèses. Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modifications des lois et règlements pertinents, de l'émergence de nouvelles technologies, de l'expérience d'exploitation et de l'évolution et des prix. Le calendrier prévu des futures activités de démantèlement et de remise en état peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie des réserves de pétrole et de gaz. Les changements apportés aux estimations liées aux coûts futurs attendus, aux taux d'actualisation et au moment du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

La juste valeur de ces provisions est estimée en actualisant les sorties de trésorerie futures prévues au moyen d'un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit. Pour les périodes subséquentes, la provision est ajustée au fil du temps par l'imputation d'un montant au titre de l'augmentation des passifs aux charges de financement, en fonction du taux d'actualisation.

NOUVELLES PRISES DE POSITION COMPTABLES

La Société a passé en revue les prises de position faisant autorité en comptabilité nouvelles et révisées qui sont énumérées ci-dessous. Aucune autre norme ou interprétation publiée, mais non encore adoptée ne devrait avoir d'incidence significative sur la perte ou les actifs nets présentés par la Société.

IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »)

La première étape d'IFRS 9 a été publiée en novembre 2009 dans le but de remplacer par étapes IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »). IFRS 9 prescrit une seule approche pour déterminer si un actif financier doit être évalué au coût amorti ou à la juste valeur, comparativement aux nombreuses règles d'IAS 39. Cette approche est fondée sur le modèle économique que suit l'entité pour la gestion des actifs financiers et sur les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de l'actif financier. La norme exige également l'utilisation d'une méthode unique de dépréciation, remplaçant ainsi les multiples méthodes de dépréciation d'IAS 39. En 2013, l'IASB a décidé que la date d'application obligatoire, soit le 1^{er} janvier 2015, était trop rapprochée pour permettre aux entités de disposer de suffisamment de temps pour se préparer à appliquer la nouvelle norme, puisque l'étape du projet relative à la dépréciation n'est pas encore achevée. Par conséquent, l'IASB a décidé qu'une nouvelle date devrait être fixée une fois que l'ensemble du projet IFRS 9 sera presque achevé. L'incidence complète de cette norme ne sera pas connue avant la réalisation des étapes touchant les opérations de couverture et les pertes de valeur.

ENTENTES HORS BILAN

Nous ne comptons aucune entente hors bilan importante qui a ou qui est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence actuelle ou future sur la situation financière de la Société, ou qui a modifié ou est raisonnablement susceptible de modifier sa situation financière, ses produits et ses charges, ses résultats d'exploitation, sa situation de trésorerie, ses dépenses d'investissement ou ses ressources en capital de façon significative pour les investisseurs.

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

Nous sommes exposés, à divers degrés, aux risques habituels liés aux marchés qui sont inhérents au secteur pétrolier et gazier, notamment le risque de change, le risque de crédit et le risque de liquidité. Nous tenons compte de ces risques et gérons nos activités de manière à limiter au minimum notre exposition à ceux-ci.

RISQUE DE CHANGE

Ivanhoe est exposée au risque de change en raison du fait qu'elle engage des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation en monnaies autres que le dollar américain. Une part substantielle de nos activités sont réalisées ou libellées en dollars américains, notamment les dépenses d'investissement en Équateur et les activités permanentes de notre installation d'essai de charge d'alimentation. Certaines de nos activités de prospection au Canada sont financées en dollars canadiens, et les débentures convertibles ont été émises en dollars canadiens en 2011. La Société n'a pas conclu de dérivés sur devises en 2013, pas plus qu'elle n'entend le faire en 2014. Afin d'aider à réduire son exposition au risque de change, la Société s'efforce de détenir des actifs et des passifs libellés dans la même monnaie, au besoin.

Le tableau ci-après illustre l'incidence qu'a le risque de change de la Société sur sa perte nette et sa perte globale pour 2013 en présumant du caractère raisonnablement possible des variations de la valeur des devises. Cette analyse présume que toutes les autres variables demeureront constantes.

	Appréciation ou dépréciation de 10 %	Dépréciation ou appréciation de 10 %
(Augmentation) diminution de la perte nette et de la perte globale		
Dollar canadien	(336)	336

RISQUE DE CRÉDIT

Ivanhoe s'expose au risque de crédit à l'égard de sa trésorerie et de ses équivalents de trésorerie, de ses liquidités soumises à restrictions, de ses débiteurs, de son effet à recevoir et de ses créances à long terme. L'exposition maximale de la Société au risque de crédit au 31 décembre 2013 correspond à la valeur comptable de ces actifs financiers non dérivés.

La Société considère comme minime le risque de crédit auquel elle s'expose du fait de sa trésorerie, de ses équivalents de trésorerie et de ses liquidités soumises à restrictions, en raison de la qualité des institutions financières où sont détenus ses fonds et de la nature de ses instruments de dépôt.

Les montants à recouvrer du gouvernement de l'Équateur à l'égard de la taxe sur la valeur ajoutée à long terme seront recouvrables à compter du début des activités commerciales ou à la conclusion de la vente de la participation de coentreprise que la Société envisage actuellement à l'égard du projet Pungarayacu. Ivanhoe considère comme faible le risque de défaillance à l'égard de ces montants en raison de la continuité des activités de la Société en Équateur.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité représente le risque que des sources de financement adéquates pour les activités de la Société ne soient pas disponibles. Étant donné que les flux de trésorerie liés aux activités existantes ne suffisent pas à financer nos dépenses d'investissement à venir, nous entendons financer nos projets d'investissement à la fois en faisant appel à des investisseurs stratégiques et en émettant des titres d'emprunt et de participation sur les marchés publics et privés, soit au niveau de la société mère, soit au niveau de chaque projet, ou encore par la vente d'actifs existants. Il n'est pas garanti que nous puissions obtenir ledit financement ni que nous puissions l'obtenir à des conditions favorables.

RUBRIQUE 8 : ÉTATS FINANCIERS ET INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRITS INDÉPENDANTS.....	41
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.....	
États consolidés de la situation financière.....	43
Comptes consolidés de la perte et de la perte globale.....	44
États consolidés des variations des capitaux propres.....	45
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	46
Notes annexes.....	47
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ACTIVITÉS DE PRODUCTION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE.....	74

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRITS INDÉPENDANTS

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

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Ivanhoe Energy Inc. et de ses filiales (la « Société »), qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2013 et 2012, et les comptes consolidés de la perte et de la perte globale, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2013, ainsi que le résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS) publiées par l'International Accounting Standards Board, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2013 et 2012, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2013, conformément aux Normes internationales d'information financière publiées (IFRS) par l'International Accounting Standards Board.

Observations

Sans modifier notre opinion, nous attirons l'attention sur la note 1 des états financiers consolidés, qui indique qu'au 31 décembre 2013, la Société présentait un déficit cumulé de 458,7 M\$, et un fonds de roulement affichant un excédent de 19,2 M\$, à l'exclusion des actifs détenus en vue de la vente. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation se sont établis à 36,4 M\$, et la Société prévoit subir d'autres pertes dans le développement de ses activités. Cette situation, conjuguée aux autres questions exposées dans la note 1, indique l'existence d'une incertitude significative susceptible de jeter un doute substantiel quant à la capacité de la Société à poursuivre son exploitation.

Autre question

Nous avons aussi audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis, le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2013, en fonction des critères établis dans l'Internal Control – Integrated Framework (1992) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, et notre rapport daté du 17 mars 2014 exprime une opinion sans réserve sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

/s/ Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.

Comptables agréés

Le 17 mars 2014

Calgary, Canada

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
IVANHOE ENERGY INC.
États consolidés de la situation financière

(en milliers de dollars américains)

	Notes	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		23 556	62 819
Liquidités soumises à restrictions	5	500	20 500
Débiteurs	6, 10	534	14 848
Charges payées d'avance et autres actifs		942	1 593
Actifs détenus en vue de la vente	6	51 929	–
		77 461	99 760
Immobilisations incorporelles			
	7	152 823	285 311
Immobilisations corporelles	8	1 066	10 205
Créances à long terme	10	603	6 551
Effet à recevoir		220	230
		232 173	402 057
Passif et capitaux propres			
Passifs courants			
Créditeurs et charges à payer	10, 21	6 295	14 436
Impôt sur le résultat	6, 13	–	1 720
		6 295	16 156
Dette à long terme	9	63 012	65 214
Instruments dérivés à long terme	10, 11	–	181
Provisions à long terme	12	2 589	3 157
Impôt différé	13	–	14 351
		71 896	99 059
Capitaux propres			
Capital social	15	586 358	586 108
Surplus d'apport	15	32 614	29 759
Déficit cumulé		(458 695)	(312 869)
		160 277	302 998
		232 173	402 057

Nature des activités et continuité d'exploitation

1

(Se reporter aux notes annexes.)

IVANHOE ENERGY INC.
Comptes consolidés de la perte et de la perte globale

(en milliers de dollars américains, sauf les actions et les montants par action)	Notes	Exercices clos les 31 décembre		
		2013	2012	2011
Produits d'intérêts et autres produits		427	28	572
Charges et autres				
Charges d'exploitation		4 426	4 252	4 561
Frais généraux et administratifs		38 068	31 149	38 579
Prospection et évaluation	7	15 381	22 994	2 774
Perte de valeur des immobilisations incorporelles	7	92 153	—	—
Perte de valeur des immobilisations corporelles	8	8 943	—	—
Amortissement	8	1 014	961	1 014
(Profit) perte de change		(3 656)	1 247	(534)
Profit sur instruments dérivés	10	(177)	(1 430)	(13 148)
Charges financières	9	2 340	4 328	361
Profit à la décomptabilisation d'une provision à long terme		—	—	(1 900)
Perte sur le remboursement d'une dette		—	2 977	—
		158 492	66 478	31 707
Perte nette avant impôt sur le résultat		(158 065)	(66 450)	(31 135)
(Charge) économie d'impôt				
Exigible	13	(41)	—	(7)
Différé	13	14 352	2 432	4 381
		14 311	2 432	4 374
Perte nette et total de la perte globale liée aux activités poursuivies		(143 754)	(64 018)	(26 761)
Bénéfice net (perte nette) et total du bénéfice global (de la perte globale) lié(e) aux activités abandonnées	6	(2 072)	49 644	1 485
Perte nette et total de la perte globale		(145 826)	(14 374)	(25 276)
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire, de base et dilué(e)				
Lié(e) aux activités poursuivies		(1,25)	(0,56)	(0,23)
Lié(e) aux activités abandonnées		(0,02)	0,43	0,01
Perte nette		(1,27)	(0,13)	(0,22)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires				
De base et dilué (en milliers)		114 785	114 713	114 226

(Se reporter aux notes annexes.)

IVANHOE ENERGY INC.
États consolidés des variations des capitaux propres

(en milliers de dollars américains, sauf le nombre d'actions)	Notes	Capital social		Surplus d'apport	Déficit cumulé	Total
		Actions (en milliers)	Montant			
Solde au 31 décembre 2010		111 455	550 562	23 141	(273 219)	300 484
Perte nette et perte globale		–	–	–	(25 276)	(25 276)
Actions émises contre services		56	335	–	–	335
Exercice d'options sur actions	16	328	4 164	(2 231)	–	1 933
Exercice de bons de souscription	15	2 874	31 047	–	–	31 047
Charge au titre de la rémunération fondée sur des actions	16	–	–	5 614	–	5 614
Solde au 31 décembre 2011		114 713	586 108	26 524	(298 495)	314 137

(en milliers de dollars américains, sauf le nombre d'actions)	Notes	Capital social		Surplus d'apport	Déficit cumulé	Total
		Actions (en milliers)	Montant			
Solde au 31 décembre 2011		114 713	586 108	26 524	(298 495)	314 137
Perte nette et perte globale		–	–	–	(14 374)	(14 374)
Financement d'attributions fondées sur des actions réglées en instruments de capitaux propres		–	–	(54)	–	(54)
Charge au titre de la rémunération fondée sur des actions	16	–	–	3 289	–	3 289
Solde au 31 décembre 2012		114 713	586 108	29 759	(312 869)	302 998

(en milliers de dollars américains, sauf le nombre d'actions)	Notes	Capital social		Surplus d'apport	Déficit cumulé	Total
		Actions (en milliers)	Montant			
Solde au 31 décembre 2012		114 713	586 108	29 759	(312 869)	302 998
Perte nette et perte globale		–	–	–	(145 826)	(145 826)
Financement d'attributions fondées sur des actions réglées en instruments de capitaux propres		–	–	(132)	–	(132)
Charge au titre de la rémunération fondée sur des actions	16	111	250	2 987	–	3 237
Solde au 31 décembre 2013		114 824	586 358	32 614	(458 695)	160 277

(Se reporter aux notes annexes.)

IVANHOE ENERGY INC.
Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(en milliers de dollars américains)	Notes	Exercices clos les 31 décembre		
		2013	2012	2011
Activités d'exploitation				
Perte nette		(145 826)	(14 374)	(25 276)
Ajustements visant à rapprocher la perte nette et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation				
Amortissement pour déplétion et dépréciation	8	1 014	7 642	8 030
Charge au titre de la prospection et de l'évaluation	7	15 381	22 994	–
Perte de valeur des immobilisations incorporelles	7	92 153	–	–
Perte de valeur des immobilisations corporelles	8	8 943	–	–
Charge au titre de la rémunération fondée sur des actions	16	3 521	3 502	5 883
Perte (profit) de change latent(e)		(3 379)	800	(446)
Profit latent sur instruments dérivés	10	(177)	(1 613)	(12 965)
Charge d'impôt exigible	6, 13	41	1 720	2 122
Économie d'impôt différé		(14 352)	(3 422)	(3 392)
Charges financières		2 340	4 328	361
Coûts de financement		–	–	269
Décomptabilisation d'une provision à long terme		–	–	(1 900)
Profit à la cession d'activités abandonnées, avant impôt	6	–	(57 007)	–
Perte sur le remboursement d'une dette		–	2 977	–
Autres éléments		31	39	50
Impôt exigible payé		(1 761)	(641)	(1 481)
Intérêts payés		(1 027)	(3 428)	(333)
Paiements fondés sur des actions		(188)	(166)	–
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	20	6 854	9 589	2 833
Flux de trésorerie nets affectés aux activités d'exploitation		(36 432)	(27 060)	(26 245)
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations incorporelles		(15 871)	(40 112)	(37 390)
Dépenses en immobilisations corporelles		(1 056)	(7 332)	(13 670)
Produit de la cession d'activités abandonnées	6	–	131 755	–
Liquidités soumises à restrictions		20 000	–	(20 500)
Créances à long terme		(955)	(2 606)	(1 536)
Intérêts payés		(2 936)	(5 693)	(4 011)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	20	(1 185)	1 650	(8 315)
Flux de trésorerie nets provenant des (affectés aux) activités d'investissement		(2 003)	77 662	(85 422)
Activités de financement				
Produit de l'émission de titres d'emprunt, déduction faite des coûts de transaction		–	64 644	72 914
Remboursement de la dette		–	(70 000)	(41 421)
Produit de l'exercice d'options et de bons de souscription		–	–	29 873
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	20	(8)	(32)	57
Flux de trésorerie nets (affectés aux) provenant des activités de financement		(8)	(5 388)	61 423
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises				
		(820)	715	(1 183)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour l'exercice				
		(39 263)	45 929	(51 427)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début		62 819	16 890	68 317
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin		23 556	62 819	16 890

(Se reporter aux notes annexes.)

IVANHOE ENERGY INC.

Notes annexes

(Les montants des tableaux sont exprimés en milliers de dollars américains, sauf les actions et les montants par action.)

1. NATURE DES ACTIVITÉS ET CONTINUITÉ DE L'EXPLOITATION

Ivanhoe Energy Inc. (la « Société » ou « Ivanhoe ») est une société à responsabilité limitée inscrite en Bourse constituée en vertu des lois du Yukon, au Canada. Les actions ordinaires d'Ivanhoe sont inscrites à la Bourse de Toronto (la « TSX ») et au marché boursier NASDAQ (le « NASDAQ »). Le bureau principal d'Ivanhoe se situe au 999, Canada Place, Suite 654, Vancouver (Colombie-Britannique) V6C 3E1. Son bureau enregistré et son bureau des registres sont situés au 300-204, Black Street, Whitehorse (Yukon) Y1A 2M9, et son siège opérationnel se situe au 101, 6th Avenue SW, 19th Floor, Calgary (Alberta) T2P 3P4.

Ivanhoe est une société internationale indépendante qui exerce des activités de mise en valeur et de production de pétrole lourd et qui se concentre sur la croissance à long terme de ses réserves et de sa production. Ivanhoe compte mettre des technologies novatrices, dont sa technologie brevetée de valorisation du pétrole lourd HTL[®], au service de l'amélioration de sa capacité de récupération des ressources de pétrole lourd. De plus, la Société cherche à accroître ses réserves et sa production par des méthodes conventionnelles de prospection et de production de pétrole et de gaz.

Les états financiers consolidés au 31 décembre 2013 (les « états financiers ») ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), applicables au principe de la continuité de l'exploitation, qui prévoit la réalisation des actifs et le règlement des passifs dans le cours normal des activités à mesure qu'ils viennent à échéance et qui présume qu'Ivanhoe sera en mesure d'acquitter ses obligations et de poursuivre ses activités au moins au cours de son prochain exercice financier. Les valeurs de réalisation peuvent être considérablement différentes des valeurs comptables indiquées. Les présents états financiers ne tiennent pas compte des ajustements qu'il faudrait apporter aux valeurs comptables et au classement des actifs et des passifs dans le cas où la Société serait incapable de poursuivre son exploitation. Ces ajustements pourraient s'avérer significatifs.

Au 31 décembre 2013, Ivanhoe présentait un déficit cumulé de 458,7 M\$ et un fonds de roulement affichant un excédent de 19,2 M\$, à l'exclusion des actifs détenus en vue de la vente. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la trésorerie affectée aux activités d'exploitation se chiffrait à 36,4 M\$, et la Société prévoit subir de nouvelles pertes dans le développement de ses activités. La capacité de la Société à poursuivre son exploitation dépend de sa faculté à renouer avec la rentabilité dans le cadre de ses activités futures afin de rembourser les passifs découlant de ses opérations normales ainsi qu'à obtenir des capitaux supplémentaires qui serviront à la mise en valeur de ses biens. Ivanhoe entend répondre à ses besoins de financement futurs en combinant le recours à des investisseurs stratégiques et aux marchés des titres de participation et des titres d'emprunt publics et privés, que ce soit au niveau de la société mère ou à celui d'un projet, et au moyen de la vente de participations dans les biens pétroliers existants. Rien ne garantit que la Société sera en mesure d'obtenir un tel financement ni qu'elle l'obtiendra à des conditions favorables. Si la Société était incapable de recueillir un financement supplémentaire ou de bénéficier d'autres activités génératrices de trésorerie en 2014, cela soulèverait une incertitude significative jetant un doute important quant à sa capacité de poursuivre son exploitation.

Les états financiers au 31 décembre 2013 ont été approuvés par le conseil d'administration et leur date d'autorisation de publication est le 14 mars 2014.

Les états financiers sont présentés en dollars américains et toutes les valeurs sont arrondies au millier de dollars près, sauf indication contraire.

2. MODE DE PRÉSENTATION

2.1 Déclaration de conformité

Les états financiers ont été préparés conformément aux IFRS publiées par l'IASB. Les états financiers font l'objet d'une réserve quant à l'application des IFRS publiées par l'IASB.

2.2 Mode de présentation

Les états financiers ont été préparés selon le coût historique, sauf en ce qui concerne les instruments dérivés, lesquels sont évalués à la juste valeur, tel qu'il est expliqué dans les principales méthodes comptables de la Société énoncées à la note 3.

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

3.1 Règles de consolidation

Les états financiers comprennent les états financiers de la Société, de ses filiales (lesquelles sont toutes détenues en propriété exclusive) et des entités ad hoc contrôlées par la Société. Les soldes, les transactions, les produits et les charges intersociétés sont éliminés lors de la consolidation. Les comptes consolidés sont préparés en utilisant des méthodes comptables uniformes.

3.2 Conversion de devises

Le dollar américain constitue la monnaie de présentation et la monnaie fonctionnelle de la Société et de ses filiales, car il s'agit de la principale monnaie utilisée dans les environnements économiques au sein desquels la Société et ses filiales exercent leurs activités.

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date de l'état de la situation financière. Les actifs et les passifs non monétaires ainsi que les transactions liées à l'exploitation sont convertis au taux de change en vigueur au moment de la transaction. Les profits et les pertes sont inscrits dans le résultat.

3.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les dépôts auprès de banques, les liquidités soumises à restrictions et les placements à court terme fortement liquides ayant une échéance initiale de trois mois ou moins.

3.4 Liquidités soumises à restrictions

Les soldes assujettis à des restrictions qui ne devraient pas être débloqués dans les trois mois sont présentés séparément des soldes des liquidités soumises à restrictions inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

3.5 Immobilisations incorporelles

i. Actifs au titre de la prospection et de l'évaluation

Les coûts au titre de la prospection et de l'évaluation des biens pétroliers et gaziers sont initialement comptabilisés à l'actif à titre d'immobilisations incorporelles de prospection et d'évaluation (les « actifs au titre de la prospection et de l'évaluation »). Ces coûts peuvent comprendre des coûts associés aux droits de licence, aux études techniques, aux programmes sismiques, au forage d'exploration et aux frais généraux et administratifs directement attribuables. Les intérêts sur les emprunts qui ont été engagés pour financer les actifs au titre de la prospection et de l'évaluation qualifiés sont incorporés dans le coût de l'actif.

Si les actifs au titre de la prospection et de l'évaluation donnent lieu à suffisamment de réserves prouvées pour justifier une production commerciale et que la faisabilité technique peut être attestée, les actifs seront alors soumis à un test de dépréciation et seront reclassés comme immobilisations corporelles. Si les actifs au titre de la prospection et de l'évaluation donnent lieu à suffisamment de réserves pour justifier une production commerciale, mais que ces réserves ne peuvent être classées comme prouvées, les actifs seront soumis à un test de dépréciation et continueront d'être capitalisés comme immobilisations incorporelles aussi longtemps que l'évaluation des réserves et de la viabilité économique du puits ou des projets connexes se poursuivra. S'il est impossible de confirmer des réserves suffisantes, les actifs correspondants au titre de la prospection et de l'évaluation sont alors portés à la charge au titre de la prospection et de l'évaluation.

Les actifs au titre de la prospection et de l'évaluation qui peuvent être attribuables à un vaste territoire d'exploration, comme les droits de licence, les études techniques ou les programmes sismiques, seront reclassés comme immobilisations corporelles ou seront portés à la charge au titre de la prospection et de l'évaluation afin de tenir compte le mieux possible de la nature des actifs. Les coûts engagés avant l'obtention de l'autorisation légale de tenir des activités d'exploration sur un territoire donné sont portés à la charge au titre de la prospection et de l'évaluation à mesure qu'ils sont engagés.

ii. Actifs technologiques

La propriété intellectuelle de la Société au titre de la technologie HTL[®] (les « actifs technologiques ») se compose d'une licence exclusive et irrévocable d'emploi de la technologie HTL[®]. Les actifs technologiques sont évalués au coût et sont classés en tant qu'immobilisations incorporelles. L'amortissement des actifs technologiques commencera lorsque la technologie sera prête à être utilisée dans le cadre des activités sur le terrain.

iii. Décomptabilisation

Une immobilisation incorporelle est décomptabilisée au moment de sa sortie ou lorsqu'aucun avantage économique futur n'est attendu de son utilisation ou de sa sortie. Les profits ou les pertes résultant de la décomptabilisation doivent être déterminés comme la différence entre le produit net de sortie et la valeur comptable de l'actif, et sont comptabilisés en résultat net lorsque l'immobilisation incorporelle est décomptabilisée.

3.6 Immobilisations corporelles

i. Biens pétroliers et gaziers et matériel

Les immobilisations corporelles sont présentées au coût, déduction faite des amortissements cumulés pour déplétion et dépréciation et des cumuls des pertes de valeur. Les immobilisations corporelles peuvent comprendre le prix d'achat, les actifs reclassés au titre de la prospection et de l'évaluation, les coûts directement attribuables au transfert de l'élément d'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et à sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue, ainsi que les coûts relatifs au démantèlement. Les intérêts engagés sur les emprunts servant à financer les immobilisations corporelles qualifiées sont incorporés dans le coût de l'actif jusqu'à ce que l'élément d'actif soit prêt à être utilisé.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode des unités d'œuvre en fonction des réserves prouvées et probables, en tenant compte des frais de mise en valeur futurs qui leur sont associés. Aux fins de calcul, les réserves et la production de gaz naturel sont converties en barils selon une méthode de conversion en énergie équivalente où six milliers de pieds cubes de gaz naturel équivalent à un baril de pétrole. Les taux d'amortissement pour déplétion sont mis à jour annuellement, ou plus régulièrement lorsqu'il y a d'importants changements dans les circonstances.

ii. Autres actifs

Le mobilier et le matériel sont amortis linéairement sur la durée d'utilité estimative des actifs visés, qui varie de trois à cinq ans. L'installation d'essai de charge d'alimentation est amortie sur sa durée de vie économique prévue de 20 ans.

3.7 Actifs détenus en vue de la vente et activités abandonnées

Les actifs non courants sont classés comme détenus en vue de la vente si leur valeur comptable sera recouvrée par l'entremise d'une transaction de vente plutôt que par le biais de l'utilisation continue. Ce classement est obligatoire lorsque la vente est hautement probable et que l'actif est disponible en vue de la vente immédiate dans son état actuel. Pour que la vente soit hautement probable, la direction doit s'être engagée à l'égard d'un plan de vente de l'actif, ce dernier doit être activement commercialisé en vue de la vente à un prix qui est raisonnable par rapport à sa juste valeur, et la vente devrait être conclue d'ici une année.

Les actifs non courants classés comme détenus en vue de la vente sont évalués au moindre de la valeur comptable et de la juste valeur diminuées des coûts de la vente, et les pertes de valeur sont comptabilisées dans le compte consolidé de la perte au cours de la période où les actifs sont mesurés. Les actifs non courants détenus en vue de la vente sont présentés dans les actifs courants de l'état consolidé de la situation financière. Les actifs détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

À moins d'indications contraires, les informations présentées dans les notes annexes se rapportent uniquement aux activités poursuivies de la Société. Les informations relatives aux activités abandonnées sont comprises dans la note 6, et dans certains cas, elles sont présentées, lorsque cela est approprié, de façon distincte dans les notes.

3.8 Dépréciation

Une fois l'an, ou plus fréquemment, la Société soumet ses immobilisations corporelles et incorporelles ou ses groupes d'actifs à un test de dépréciation chaque fois qu'un événement ou un changement de circonstances indique que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Aux fins du test de dépréciation, les éléments d'actif sont regroupés en unités génératrices de trésorerie au niveau le plus bas pour lequel des entrées de trésorerie sont essentiellement indépendantes par rapport aux entrées de trésorerie des autres groupes d'actifs.

S'il existe un indice de dépréciation, une estimation est faite de la valeur recouvrable du groupe d'actifs. La valeur recouvrable d'un groupe d'actifs représente la valeur la plus élevée entre sa juste valeur diminuée des coûts de la vente et sa valeur d'utilité. Pour évaluer la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés à leur valeur actuelle au moyen d'un taux d'actualisation avant impôt reflétant l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques à cet actif. Lorsque la valeur comptable d'un groupe d'actifs est supérieure à sa valeur recouvrable, le groupe d'actifs est considéré comme s'étant déprécié et sa valeur est réduite à la valeur recouvrable.

Les pertes de valeur antérieurement comptabilisées sont reprises s'il y a eu un changement dans les estimations utilisées pour déterminer la valeur recouvrable du groupe d'actifs. Le cas échéant, la valeur comptable du groupe d'actifs est augmentée à sa nouvelle valeur recouvrable, laquelle peut être supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée, déduction faite de l'amortissement, si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des périodes antérieures. Ce type de reprise est comptabilisé en résultat. À la suite d'une reprise de pertes de valeur, les charges d'amortissement pour déplétion et dépréciation sont ajustées pour les périodes futures afin de répartir la nouvelle valeur comptable du groupe d'actifs, diminuée de sa valeur résiduelle, sur sa durée d'utilité résiduelle.

3.9 Provisions pour les coûts relatifs au démantèlement

La Société constate une provision pour les coûts relatifs au démantèlement lorsqu'elle a l'obligation de démanteler et de retirer des immobilisations corporelles et de remettre en état le site sur lequel elles sont situées. La provision est estimée comme étant la valeur actuelle des dépenses futures prévues, déterminée conformément aux conditions et aux exigences locales, actualisée à un taux sans risque. Un montant correspondant est ajouté à la valeur comptable de l'actif concerné, puis est amorti comme une charge sur la durée de vie économique de l'actif. La valeur comptable de la provision est accrue de manière à tenir compte de l'écoulement du temps, puis ajustée selon les variations du taux d'actualisation courant fondé sur le marché ou du montant ou de l'échéancier des flux de trésorerie sous-jacents nécessaires pour régler l'obligation. Les coûts relatifs au démantèlement réellement engagés réduisent l'obligation. Tout écart entre la provision pour les coûts relatifs au démantèlement constatée et les coûts relatifs au démantèlement réellement engagés est inscrit comme un profit ou une perte durant la période où le règlement a lieu.

3.10 Provisions et éventualités

Des provisions sont comptabilisées lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) découlant d'un événement passé et qu'il est probable qu'une sortie de fonds future sera nécessaire pour régler l'obligation, à condition qu'une estimation fiable du montant de l'obligation puisse être faite.

Les provisions sont évaluées à la valeur actuelle des dépenses attendues que l'on pense nécessaires pour éteindre l'obligation selon des taux avant impôt qui reflètent l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques de l'obligation. Lorsqu'il est opportun d'actualiser une provision, la hausse de la provision en raison de l'écoulement du temps est comptabilisée en tant que charge d'intérêts.

3.11 Actifs financiers

Les actifs financiers sont classés i) comme prêts et créances, ii) comme disponibles à la vente, iii) comme actifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, ou iv) comme détenus jusqu'à leur échéance. Ivanhoe détermine le classement de ses actifs financiers lors de la comptabilisation initiale. Les actifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur, et leur évaluation ultérieure est faite en fonction de leur classement.

i. Prêts et créances

Les prêts et créances sont des actifs financiers non dérivés à paiements déterminés ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ces actifs sont comptabilisés au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif si la valeur temps de l'argent est significative. Les profits et les pertes sont constatés en résultat lorsque les prêts et créances sont décomptabilisés ou lorsqu'ils ont subi une perte de valeur, ainsi que par le processus d'amortissement. La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société, ses liquidités soumises à restrictions, ses débiteurs, ses effets à recevoir et ses créances à long terme sont classés comme prêts et créances.

ii. Disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur et les profits ou les pertes sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. Le cumul des variations de la juste valeur est inscrit comme étant une composante distincte des capitaux propres jusqu'à ce que le placement soit décomptabilisé ou qu'il subisse une perte de valeur. La Société ne détient actuellement pas d'actifs financiers classés comme étant disponibles à la vente.

iii. Actifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net

Les actifs financiers sont classés à la juste valeur par le biais du résultat net lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction ou s'ils sont désignés comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net. Les actifs financiers classés à la juste valeur par le biais du résultat net sont évalués à la juste valeur et les profits et les pertes latents sont comptabilisés en résultat. La Société ne détient actuellement pas d'actifs financiers classés à la juste valeur par le biais du résultat net.

iv. Détenus jusqu'à leur échéance

Les placements détenus jusqu'à leur échéance sont des actifs financiers non dérivés à paiements déterminés ou déterminables assortis d'échéances fixes que la Société a l'intention et la capacité de détenir jusqu'à leur échéance. Ces placements sont d'abord comptabilisés en fonction de la date de transaction, puis évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La Société ne détient actuellement pas d'actifs financiers classés comme détenus jusqu'à leur échéance.

v. Dépréciation

Les actifs financiers, autres que ceux à la juste valeur par le biais du résultat net, sont évalués chaque année pour déterminer s'il y a des indicateurs de dépréciation. Les actifs financiers subissent une perte de valeur lorsqu'il y a confirmation que les flux de trésorerie futurs estimatifs du placement ont été touchés. Pour les actifs financiers comptabilisés au coût amorti, le montant de la perte de valeur correspond à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs estimatifs, actualisés au taux d'intérêt effectif d'origine de l'actif financier.

La valeur comptable des actifs financiers, à l'exception des débiteurs, est réduite directement du montant de la perte de valeur. La valeur comptable des débiteurs est réduite par l'intermédiaire d'un compte de correction de valeur. Tout recouvrement ultérieur des montants précédemment sortis est inscrit au compte de correction de valeur. Les variations de la valeur comptable du compte de correction de valeur sont comptabilisées en résultat.

À l'exception des instruments de capitaux propres disponibles à la vente, qui sont réévalués par le biais des autres éléments du résultat global, si le montant de la perte de valeur diminue au cours d'une période ultérieure, et que cette diminution est liée à un événement survenant après la comptabilisation de la perte de valeur, la perte de valeur comptabilisée précédemment est reprise dans le résultat net. À la date de reprise de la perte de valeur, la valeur comptable de l'actif financier ne peut être supérieure au coût amorti qu'aurait eu l'actif financier s'il n'avait pas subi de perte de valeur.

vi. Décomptabilisation

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits de recevoir des flux de trésorerie des placements ont expiré ou ont été transférés et que la Société a transféré la quasi-totalité des risques et des avantages rattachés au bien.

3.12 Passifs financiers

Les passifs financiers sont classés comme i) des passifs financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net, ou ii) des passifs financiers évalués au coût amorti. Ivanhoe détermine le classement de ses passifs financiers lors de la comptabilisation initiale. L'évaluation des passifs financiers dépend de leur classement.

i. Passifs financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net

Les passifs financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net comprennent les passifs financiers détenus à des fins de transaction et les passifs financiers désignés à la comptabilisation initiale comme étant évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés, y compris les dérivés incorporés divisés, sont aussi classés comme évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les instruments dérivés de la Société sont classés comme étant des passifs financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

ii. Autres passifs financiers

Les passifs financiers classés comme autres passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de transaction connexes. Après la comptabilisation initiale, les autres passifs financiers sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les créateurs de la Société, ses charges à payer, ses dettes à long terme et ses provisions à long terme sont classés comme autres passifs financiers.

3.13 Produits tirés des ventes de pétrole et de gaz

Les produits tirés de la production de pétrole et de gaz sont comptabilisés lorsque les risques et les avantages liés à la propriété sont transférés au client, que le recouvrement est raisonnablement assuré et que le prix peut être déterminé de manière raisonnable. Les produits tirés des ventes de pétrole et de gaz représentent la quote-part de la Société et sont comptabilisés après déduction des paiements de redevances aux gouvernements et aux propriétaires d'autres intérêts miniers.

3.14 Impôt sur le résultat

La charge d'impôt sur le résultat représente la somme de l'impôt exigible à payer et de l'impôt différé.

i. Impôt exigible

Les actifs et les passifs d'impôt sont évalués au montant que l'on s'attend à recouvrer auprès des administrations fiscales ou à payer à celles-ci. Les taux d'imposition et la réglementation fiscale utilisés pour calculer ce montant sont ceux qui étaient adoptés ou quasi adoptés à la date de l'état de la situation financière.

ii. Impôt différé

L'impôt différé est calculé au moyen de la méthode du report variable selon les différences imposables et déductibles entre les valeurs fiscales des actifs et des passifs et leurs valeurs comptables aux fins de la présentation de l'information financière.

Les passifs d'impôt différé sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires imposables, sauf dans les cas suivants :

- lorsque le passif d'impôt différé découle de la comptabilisation initiale du goodwill ou d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui, au moment de la transaction, n'affecte ni le bénéfice comptable ni le bénéfice imposable ou la perte fiscale;
- dans le cas des différences temporaires imposables liées aux placements dans des filiales, des entités contrôlées conjointement et des entreprises associées, lorsque la date à laquelle la différence temporaire se renversera peut être contrôlée et qu'il est probable que la différence temporaire ne se renversera pas dans un avenir prévisible.

Les actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires déductibles et tous les reports en avant de crédits d'impôt et de pertes fiscales non utilisés, dans la mesure où il est probable que l'on disposera de bénéfices imposables pour lesquels ces différences temporaires déductibles et ces reports en avant de crédits d'impôt et de pertes fiscales non utilisés pourront être affectés, sauf dans les cas suivants :

- lorsque l'actif d'impôt différé lié à la différence temporaire déductible découle de la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui, au moment de la transaction, n'affecte ni le bénéfice comptable ni le bénéfice imposable ou la perte fiscale;
- dans le cas des différences temporaires déductibles liées aux placements dans des filiales, dans des entités contrôlées conjointement et dans des entreprises associées, les actifs d'impôt différé ne sont comptabilisés que dans la mesure où il est probable que la différence temporaire s'inversera dans un avenir prévisible et que l'on disposera de bénéfices imposables auxquels les différences temporaires pourront être affectées.

La valeur comptable des actifs d'impôt différé est révisée à la date de l'état de la situation financière et elle est réduite, dans la mesure où il n'est plus probable qu'un bénéfice imposable suffisant soit disponible pour permettre aux actifs d'impôt différé d'être utilisés en totalité ou en partie. À la date de l'état de la situation financière, les actifs d'impôt différé non comptabilisés sont réévalués et sont comptabilisés, dans la mesure où il est devenu probable qu'un bénéfice imposable futur permettra de recouvrer l'actif d'impôt différé.

Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition dont l'application est attendue sur la période au cours de laquelle l'actif devrait être réalisé ou le passif devrait être réglé, sur la base des taux d'imposition (et de la réglementation fiscale) qui étaient adoptés ou quasi adoptés à la date de l'état de la situation financière.

L'impôt différé lié aux éléments comptabilisés directement dans les capitaux propres est comptabilisé dans les capitaux propres et non en résultat.

Les actifs et les passifs d'impôt différé font l'objet d'une compensation seulement si un droit juridiquement exécutoire de compenser les actifs d'impôt exigible par les passifs d'impôt exigible existe et que les actifs et les passifs d'impôt différé concernent des impôts sur le résultat prélevés par la même autorité fiscale sur la même entité imposable ou sur des entités imposables différentes qui ont l'intention soit de régler les passifs et les actifs d'impôt exigible sur la base de leur montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément, lors de chaque période future au cours de laquelle on s'attend à ce que des montants importants d'actifs ou de passifs d'impôt différé soient réglés ou récupérés.

iii. Positions fiscales incertaines

La Société est assujettie à l'impôt dans de nombreux territoires. Dans le cours de ses activités, la Société peut conclure des transactions ou effectuer des calculs pour lesquels l'impôt définitif est incertain. La Société maintient des provisions pour les positions fiscales incertaines qui, selon elle, reflètent de façon appropriée son risque. Ces provisions correspondent à la meilleure estimation du montant qui devrait être payé, en se fondant sur l'évaluation qualitative de tous les facteurs pertinents. La Société revoit le caractère adéquat de ces provisions à la fin de la période de présentation de l'information financière. Cependant, il est possible qu'à une date future, des passifs excédant les provisions de la Société découlent d'audits effectués par les administrations fiscales ou de litiges avec ces dernières. Lorsque l'issue finale de ces questions liées à l'impôt donne lieu à des montants différents de ceux comptabilisés initialement, ces différences auront une incidence sur les provisions fiscales dans la période où ces différences sont établies.

3.15 Coûts d'emprunt

En ce qui concerne les actifs qualifiés, qui exigent une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés, les intérêts sur les emprunts qui ont été engagés pour financer les actifs au titre de la prospection et de l'évaluation ainsi que les immobilisations corporelles sont incorporés dans le coût de l'actif jusqu'à ce que l'actif soit prêt à être utilisé. Les coûts d'emprunt capitalisés ne peuvent être supérieurs aux frais d'intérêts et aux coûts de financement réellement engagés. Tous les autres frais d'intérêts et coûts de financement sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont engagés.

3.16 Paiements fondés sur des actions

Les paiements fondés sur des actions et réglés en instruments de capitaux propres (sous la forme d'options sur actions et d'unités d'actions subalternes) qui sont versés aux administrateurs, aux employés et aux tiers fournissant des services similaires à Ivanhoe et à ses filiales sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution et sont passés en charges de façon graduelle au cours de la période d'acquisition des droits de chaque versement annuel. La charge cumulative des transactions réglées en instruments de capitaux propres comprend un taux de renonciation afin de tenir compte de la meilleure estimation de la Société relativement au nombre d'instruments de capitaux propres dont les droits seront finalement acquis.

Les paiements fondés sur des actions et réglés en trésorerie, et notamment les unités d'actions subalternes attribuées aux employés admissibles, sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution et sont réévalués à chaque période de présentation de l'information financière subséquente jusqu'au moment de l'acquisition des droits. Les attributions sont passées en charges de façon graduelle au cours de la période d'acquisition des droits de chaque versement annuel. Un taux de renonciation est appliqué comme pour les attributions réglées en instruments de capitaux propres. Aucune charge n'est comptabilisée pour les droits qui ne sont finalement pas acquis.

Les actions émises dans le cadre du régime d'attribution de primes sous forme d'actions sont évaluées à la juste valeur à la date d'attribution.

3.17 Résultat par action ordinaire

Le résultat net de base par action ordinaire est obtenu en divisant le résultat net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le résultat net dilué par action ordinaire est obtenu en divisant le résultat net par le nombre d'actions ordinaires dilutives. Le nombre d'actions ordinaires dilutives est obtenu en ajoutant au nombre moyen pondéré d'actions ordinaires les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice d'options ou de bons de souscription, en présumant que le produit de l'exercice d'options sur actions et de bons de souscription dans le cours sera appliqué à l'achat d'actions ordinaires au cours moyen du marché. La dilution de la dette convertible de la Société est prise en compte selon la méthode de la conversion hypothétique.

3.18 Modifications apportées aux méthodes comptables et à la présentation de l'information

i. IFRS 10, États financiers consolidés (« IFRS 10 »)

Publiée en mai 2011, IFRS 10 fournit un modèle unique de consolidation selon lequel le contrôle d'une entité est la base de la consolidation. IFRS 10 remplace les parties d'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et de l'interprétation SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*, qui constituent un modèle unique de préparation des états financiers consolidés. Cette norme est entrée en vigueur pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. Aucun changement n'a été apporté aux états financiers consolidés en raison de l'adoption de cette norme.

ii. IFRS 11, Partenariats (« IFRS 11 »)

Publiée en mai 2011, IFRS 11 établit les principes de présentation de l'information financière pour les entités participant à un partenariat et fait la distinction entre les entreprises communes et les coentreprises. IFRS 11 annule et remplace les normes actuelles IAS 31, *Participations dans des coentreprises*, et SIC-13 du Comité permanent d'interprétation, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. Cette norme est entrée en vigueur pour les périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'adoption anticipée est permise. Aucun changement n'a été apporté aux états financiers consolidés en raison de l'adoption de cette norme.

iii. IFRS 12, Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités (« IFRS 12 »)

Publiée en mai 2011, IFRS 12 définit un seul ensemble d'objectifs portant sur l'information à fournir et elle impose des informations minimales à fournir visant à atteindre ces objectifs, relativement aux participations dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées ou des entités structurées non consolidées. IFRS 12 vise à regrouper les obligations d'information sur les participations dans d'autres entités, qui se retrouvent actuellement dans plusieurs normes. Cette norme est entrée en vigueur pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés.

iv. IFRS 13, Évaluation à la juste valeur (« IFRS 13 »)

Publiée en mai 2011, IFRS 13 définit la juste valeur, établit un référentiel IFRS unique pour l'évaluation de la juste valeur et impose de fournir des informations sur les évaluations de la juste valeur. IFRS 13 s'applique aux IFRS qui imposent ou permettent l'évaluation à la juste valeur ou des informations sur les évaluations à la juste valeur, sauf dans des cas déterminés. Cette norme est entrée en vigueur pour les périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, et son adoption anticipée est permise. Aucun changement n'a été apporté aux états financiers consolidés en raison de l'adoption de cette norme.

v. IAS 28, Participations dans des entreprises associées et des coentreprises (« IAS 28 »)

Modifiée en 2011, IAS 28 prescrit le traitement comptable des participations dans des entreprises associées et énonce les dispositions concernant l'application de la méthode de la mise en équivalence lors de la comptabilisation des participations dans des entreprises associées et des coentreprises. Cette norme est entrée en vigueur pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. Aucun changement n'a été apporté aux états financiers consolidés en raison de l'adoption de cette norme.

3.19 Normes et interprétations publiées mais non encore adoptées

La Société a passé en revue les prises de position faisant autorité en comptabilité nouvelles et révisées qui sont énumérées ci-dessous. Ces prises de position ont été publiées, mais ne sont toujours pas en vigueur. Aucune autre norme ou interprétation publiée mais non encore adoptée ne devrait avoir d'incidence significative sur la perte ou les actifs nets présentés par la Société.

i. IFRS 9, Instruments financiers (« IFRS 9 »)

La première étape d'IFRS 9 a été publiée en novembre 2009 dans le but de remplacer IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »). IFRS 9 prescrit une seule approche pour déterminer si un actif financier doit être évalué au coût amorti ou à la juste valeur, comparativement aux nombreuses règles d'IAS 39. Cette approche est fondée sur le modèle économique que suit l'entité pour la gestion des actifs financiers et sur les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de l'actif financier. La norme exige également l'utilisation d'une méthode unique de dépréciation, remplaçant ainsi les multiples méthodes de dépréciation d'IAS 39. En 2013, l'IASB a décidé que la date d'application obligatoire, soit le 1^{er} janvier 2015, était trop rapprochée pour permettre aux entités de disposer de suffisamment de temps pour se préparer à appliquer la nouvelle norme, puisque l'étape du projet relative à la dépréciation n'est pas encore achevée. Par conséquent, l'IASB a décidé qu'une nouvelle date devrait être fixée une fois que l'ensemble du projet d'IFRS 9 sera presque achevé. L'incidence complète de cette norme ne sera pas connue avant la réalisation des étapes touchant les opérations de couverture et les pertes de valeur.

4. JUGEMENTS COMPTABLES CRITIQUES ET SOURCES PRINCIPALES D'INCERTITUDE RELATIVE AUX ESTIMATIONS

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui influent sur les montants présentés. Les estimations les plus sensibles pour les états financiers concernent les points décrits ci-dessous. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations.

4.1 Jugements critiques posés dans le cadre de l'application des méthodes comptables

i. Actifs au titre de la prospection et de l'évaluation

La direction doit déterminer si les actifs au titre de la prospection et de l'évaluation qui n'ont pas donné lieu à la découverte de réserves prouvées devraient continuer d'être comptabilisés à l'actif ou portés en charges au titre de la prospection et de l'évaluation. Pour ce faire, la direction tient compte de différents facteurs : les résultats de forage, les activités prévues au titre de l'exploration et de la mise en valeur, la capacité financière de la Société de continuer à mettre en valeur le bien, la possibilité d'utiliser la technologie HTL[®] de la Société dans le cadre de certains projets, les délais d'expiration des contrats de location, la conjoncture du marché et les recommandations techniques émises par le personnel affecté à la prospection.

ii. Dépréciation

a. Immobilisations corporelles

La Société soumet régulièrement ses actifs gaziers et pétroliers ou ses groupes d'actifs à un test de dépréciation chaque fois qu'un événement ou un changement de circonstances indique que la valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Une dépréciation peut notamment être déclenchée par une modification de la conjoncture du marché, par une importante révision négative des estimations des réserves, par l'impossibilité d'utiliser la technologie HTL[®] de la Société dans le cadre de certains projets, par une variation du coût en capital ou par l'impossibilité de recueillir suffisamment de ressources financières pour mettre davantage en valeur le bien. Les estimations à l'égard des flux de trésorerie pour l'évaluation des pertes de valeur de la Société nécessitent d'importantes hypothèses portant sur les prix et les coûts futurs, la production, les volumes des réserves, les taux d'actualisation et les avantages potentiels de la mise en application de la technologie HTL[®].

b. Actifs technologiques incorporels

Ivanhoe soumet ses actifs technologiques incorporels, et les actifs connexes relatifs à l'installation d'essai de charge d'alimentation qui sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles, à un test de dépréciation chaque année, ou à la suite d'un événement ou d'un changement défavorable. Les indicateurs d'événements défavorables peuvent comprendre l'expiration du brevet à l'égard de la technologie HTL[®], le développement de nouvelles technologies ou l'incapacité de commercialiser la technologie HTL[®]. L'évaluation de la perte de valeur des actifs technologiques exige que la direction émette des hypothèses quant aux développements technologiques concurrentiels, à la commercialisation réussie de la technologie HTL[®] et aux flux de trésorerie futurs liés à la technologie HTL[®].

iii. Provisions au titre du démantèlement et de la remise en état

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état futurs des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation et des immobilisations corporelles. La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état à la fin de chaque période. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature des activités exercées est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou à ses activités d'exploitation normales.

Ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue et de l'ampleur des travaux, des exigences réglementaires, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont établies en fonction de chaque actif, la provision totale établie par la Société repose sur de nombreux jugements et hypothèses. Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modifications des lois et règlements pertinents, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience d'exploitation et des prix. Le calendrier prévu des futures activités de démantèlement et de remise en état peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie des réserves de pétrole et de gaz. Les changements apportés aux estimations liées aux coûts futurs attendus, aux taux d'actualisation et au moment du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

La juste valeur de ces provisions est estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs prévus au moyen du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit de la Société. Pour les périodes subséquentes, la provision est ajustée au fil du temps par l'imputation d'un montant au titre de la désactualisation des passifs aux charges de financement, en fonction du taux d'actualisation.

4.2 Sources principales d'incertitude relative aux estimations

i. Technologie HTL®

Les flux de trésorerie futurs tirés de la technologie HTL® et le taux d'actualisation connexe constituent une source principale d'incertitude relative aux estimations, car ils exigent que la direction émette des hypothèses au sujet de la commercialisation réussie de la technologie HTL® et des développements technologiques concurrentiels. Le succès de la commercialisation de la technologie HTL® dans le secteur pétrolier et gazier repose sur la capacité de la Société à concevoir, à construire et à exploiter de manière rentable des installations de production commerciale, ainsi que sur un certain nombre d'autres facteurs. Ivanhoe prévoit 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 la technologie HTL® non concurrentielle ou désuète.

ii. Modèles d'évaluation des options

La Société fait appel au modèle d'évaluation des options de Black et Scholes pour calculer la juste valeur des options sur actions et des unités d'actions subalternes réglées en instruments de capitaux propres à la date d'attribution. La détermination de la juste valeur des attributions fondées sur des actions à la date d'attribution fait appel au jugement, notamment à l'égard de l'estimation de la durée prévue de l'attribution, de la volatilité prévue des actions ordinaires de la Société ainsi que des dividendes prévus. En outre, il faut faire preuve de jugement dans l'estimation du nombre d'attributions devant faire l'objet d'une renonciation. La variation des hypothèses peut avoir une incidence significative sur la juste valeur estimée et, par conséquent, les modèles existants ne fournissent pas nécessairement une évaluation précise de la juste valeur.

iii. Débentures convertibles

Le 9 juin 2011, la Société a émis des débentures subordonnées non garanties convertibles (les « débentures convertibles ») à 5,75 %, d'un montant de 73,3 M\$ CA. On considère que la dette libellée en dollars canadiens comprend un dérivé incorporé, puisque la monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar américain. Par conséquent, les débentures convertibles ont été séparées en une composante passif et une option de conversion en capitaux propres, laquelle a été comptabilisée à la juste valeur au moyen du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes. Le modèle d'évaluation des options de Black et Scholes se base sur certaines hypothèses très subjectives portant sur la volatilité prévue du taux d'intérêt sans risque et du cours de l'action de la Société; il est donc considéré comme une estimation comptable critique.

iv. Impôt différé

Ivanhoe exerce ses activités dans un secteur spécialisé au sein de territoires régis par différentes autorités fiscales. Par conséquent, le bénéfice de la Société est assujéti à divers taux d'imposition. L'étendue des activités de la Société et la complexité de la réglementation fiscale à l'échelle mondiale exigent l'évaluation des incertitudes et l'application de jugements dans l'estimation des impôts que la Société devra verser. Le montant final des impôts qui devront être payés dépend de nombreux facteurs, notamment les négociations avec les autorités fiscales de divers pays, les positions fiscales incertaines, et la résolution de différends consécutifs à des audits fiscaux par les administrations fédérales, les administrations des provinces et des États et les administrations locales. La résolution de ces incertitudes et les impôts qui en résulteront au bout du compte pourront se traduire par des ajustements aux actifs et aux passifs d'impôt de la Société.

5. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Lettre de garantie de l'Équateur	500	500
Lettre de garantie de Zitong	–	20 000
	500	20 500

En décembre 2011, Ivanhoe a été tenue d'émettre une lettre de garantie de 20,0 M\$ (la « lettre de garantie de Zitong ») dans le cadre de la réalisation et de la signature d'une entente complémentaire (l'« entente complémentaire ») au contrat pour la prospection, la mise en valeur et la production au bloc Zitong (le « contrat pétrolier relatif au bloc Zitong ») conclu avec China National Petroleum Corporation (« CNPC »). La lettre de garantie de Zitong a été libérée en 2013 (tel qu'il est décrit à la note 6.2).

6. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE ET RÉSULTATS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

6.1 Actifs détenus en vue de la vente

Au 31 décembre 2013, la Société a entrepris des discussions avec une importante société pétrolière internationale concernant la possibilité d'investir et de participer en coentreprise dans la mise en valeur et l'exploitation du bloc 20 en Équateur. Pendant les discussions, les parties ont mis sur pied un cadre de modalités commerciales qui ont été utilisées dans le cadre de discussions distinctes avec le gouvernement de l'Équateur. L'objectif ultime des discussions avec le gouvernement était de définir des modalités mutuellement acceptables permettant la formation d'un consortium entre la Société et la tierce partie pour participer en coentreprise à la mise en valeur du bloc 20. S'il était approuvé, le contrat conclu avec le consortium aurait préséance sur le contrat existant de la Société. La formation du consortium et le recouvrement des montants liés aux actifs détenus en vue de la vente, lesquels comprennent la contrepartie permettant à la tierce partie de participer au bloc 20 en vertu d'un nouveau contrat, entraînant ainsi l'annulation du contrat existant, dépend de l'issue satisfaisante de la négociation d'accords définitifs et exécutoires qui reflètent l'atteinte de cet objectif.

Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société a respecté les critères liés au classement des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation en Équateur comme des actifs détenus en vue de la vente. La valeur comptable des actifs détenus en vue de la vente comprend des dépenses d'un montant de 51,9 M\$, soit des montants de 44,9 M\$, de 6,9 M\$ et de 0,1 M\$ liés aux actifs au titre de la prospection et de l'évaluation, aux montants à recevoir au titre de la taxe à la valeur ajoutée et aux autres actifs, respectivement, au 31 décembre 2013.

6.2 Bloc Zitong

Le 27 décembre 2012, Sunwing Zitong Energy, une filiale en propriété exclusive de la Société, a conclu le transfert des participations de la Société dans le contrat pétrolier relatif au bloc Zitong à Shell China Exploration and Production Co. (« Shell »).

En contrepartie de la participation de Sunwing dans le contrat pétrolier relatif au bloc Zitong, la Société a reçu un produit en trésorerie avant impôt totalisant 105,0 M\$ assujetti à une retenue dans l'attente de l'exécution des audits réglementaires. Le produit avant impôt initial d'environ 96,2 M\$ a été livré à la clôture et la Société a reçu le produit résiduel au cours de 2013.

Shell a assumé les obligations aux termes de l'entente complémentaire et remplacera la lettre de garantie de Zitong par une nouvelle lettre de garantie financée par Shell. Par conséquent, la sûreté pour la lettre de garantie de Zitong, qui est présentée à titre de trésorerie soumise à restrictions dans l'état consolidé de la situation financière de la Société, a été libérée.

Le bloc Zitong était présenté auparavant dans le secteur Asie.

6.3 Pan-China Resources Ltd.

Le 17 décembre 2012, la Société a conclu la vente de la totalité des actions en circulation de sa filiale en propriété exclusive indirecte, Pan-China Resources Ltd., à MIE Holdings Corporation (« MIE »).

À titre de contrepartie, la Société a reçu 45,0 M\$ en trésorerie, moins un montant de 5,4 M\$ lié aux ajustements et un montant de 4,0 M\$ à titre de retenue. La Société a reçu le montant de la retenue en 2013.

6.4 Résultats des activités abandonnées

Le tableau qui suit présente l'analyse des résultats liés aux activités abandonnées ainsi que des résultats liés à la cession des actifs du bloc Zitong et de Pan-China Resources Ltd. représentant les activités abandonnées :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
Produits	–	32 470	37 407
Charges et autres	–	35 105	32 818
(Perte nette) bénéfice net avant impôt et avant cession	–	(2 635)	4 589
Impôt sur le résultat	–	3 008	3 104
(Perte nette) bénéfice net après impôt et avant cession	–	(5 643)	1 485
(Perte) profit sur la cession, avant impôt	(2 072)	57 007	–
Impôt sur la cession	–	1 720	–
(Perte) profit sur la cession, après impôt	(2 072)	55 287	–
(Perte nette) bénéfice net lié(e) aux activités abandonnées	(2 072)	49 644	1 485

Le tableau qui suit présente les flux de trésorerie nets attribuables aux activités d'exploitation, aux activités d'investissement et aux activités de financement relatives aux activités abandonnées :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
Activités d'exploitation	(2 072)	3 372	3 748
Activités d'investissement	–	111 909	(30 595)
Activités de financement	–	–	–
Total des flux de trésorerie	(2 072)	115 281	(26 847)

Au 31 décembre 2013, tous les montants à recevoir des parties contractantes (14,4 M\$ au 31 décembre 2012) à l'égard de la vente des activités abandonnées avaient été reçus.

7. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Actifs au titre de la prospection et de l'évaluation				Technologie HTL®	Total des immobilisations incorporelles
	Asie	Canada	Amérique latine	Total		
Coût						
Solde au 31 décembre 2011	17 203	133 452	31 178	181 833	92 153	273 986
Ajouts	424	8 334	25 561	34 319	–	34 319
Charge au titre de la prospection et de l'évaluation	(2 968)	(159)	(19 867)	(22 994)	–	(22 994)
Solde au 31 décembre 2012	14 659	141 627	36 872	193 158	92 153	285 311
Ajouts	722	11 196	7 982	19 900	–	19 900
Charge au titre de la prospection et de l'évaluation	(15 381)	–	–	(15 381)	–	(15 381)
Charge pour perte de valeur	–	–	–	–	(92 153)	(92 153)
Actifs reclassés comme détenus en vue de la vente	–	–	(44 854)	(44 854)	–	(44 854)
Solde au 31 décembre 2013	–	152 823	–	152 823	–	152 823

Les frais de prospection et d'évaluation de 15,4 M\$ ont été passés en charges au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013. Dans le cadre du recentrage de ses activités à l'échelle mondiale, la Société recherche activement des candidats potentiels afin d'acheter le contrat de partage de la production en Mongolie ou de conclure un accord d'affermage sur ce dernier). En raison de la conjoncture économique mondiale actuelle, le moment où un éventuel processus d'achat ou d'accord d'affermage sera effectivement conclu est difficile à prévoir. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a passé en charges un montant de 15,4 M\$ au titre des coûts en capital afin de réduire la valeur comptable des actifs liés au contrat de partage de la production en Mongolie à leur valeur recouvrable estimée.

Des coûts de prospection et d'évaluation de 23,0 M\$ ont été passés en charges au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012. Les activités menées au puits de prospection IP-17 dans la partie sud du bloc 20, en Équateur, ont mené à la découverte de quantités non commerciales d'hydrocarbures, et la Société a passé en charges un montant de 19,9 M\$ en coûts connexes. En outre, la Société a passé en charges un montant de 3,0 M\$ au titre des coûts en capital en 2012, relativement au deuxième puits foré en Mongolie en 2011.

La Société a engagé une charge pour perte de valeur sans effet de trésorerie de 101,1 M\$ en 2013, dont une tranche de 92,2 M\$ a trait à la technologie HTL[®] et une tranche de 8,9 M\$, à l'IECA, qui étaient comptabilisées au titre des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles (note 8), respectivement, dans l'état consolidé de la situation financière et détenues au sein du secteur de développement des technologies. La charge pour perte de valeur a réduit à néant le montant recouvrable de l'actif, ce qui représente sa valeur d'utilité.

La charge pour perte de valeur liée à HLT[®] découle d'une hausse du taux d'actualisation au cours du quatrième trimestre de 2013, lequel est calculé selon le modèle d'évaluation des actifs financiers modifié. Au quatrième trimestre de 2013, le cours de l'action de la Société ainsi que le rendement des titres d'emprunt négociés sur le marché ont obligé la Société à affecter des primes de risque additionnelles, soit au-delà de ce qu'elle avait été obligée d'utiliser auparavant. Compte tenu de ces facteurs, et comme l'exigent les IFRS, la Société a utilisé un taux d'actualisation d'environ 26 % à la fin de l'exercice aux fins de l'analyse de perte de valeur de la technologie HTL[®].

L'utilisation prévue de la technologie HTL[®] par la Société tient compte des estimations des flux de trésorerie qui affichent habituellement un taux de rendement interne inférieur à celui du taux d'actualisation de 26 % utilisé à la fin de l'exercice, ce qui a donné lieu à la charge de perte de valeur pour la période.

7.1 Garantie

Si Ivanhoe reçoit les approbations gouvernementales et les autres approbations nécessaires à la mise en valeur de la frontière nord d'une des concessions de sables bitumineux de la Société, comprenant le projet Taramack, situées dans la région de l'Athabasca, au Canada (« Tamarack »), la Société versera jusqu'à 15,0 M\$ CA en trésorerie à Talisman à titre de paiement final et conditionnel pour l'acquisition des concessions des sables bitumineux (note 14). Le paiement éventuel est garanti par une charge fixe de premier rang et par une sûreté réelle en faveur de Talisman, notamment sur les concessions de sables bitumineux, ainsi que par une sûreté générale grevant toutes nos propriétés actuelles et futures autres que les participations dans les filiales de la Société (par l'entremise desquelles la Société détient des actifs en Mongolie et en Équateur, ainsi que la technologie HTL[®]).

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Biens pétroliers et gaziers et matériel					Total des immobilisations corporelles
	Asie	Canada	Amérique latine	Total	Autres actifs	
Coût						
Solde au 31 décembre 2011	48 862	–	–	48 862	14 477	63 339
Ajouts	6 984	–	–	6 984	–	6 984
Cessions	(55 846)	–	–	(55 846)	(79)	(55 925)
Solde au 31 décembre 2012	–	–	–	–	14 398	14 398
Ajouts	–	–	–	–	847	847
Charge pour perte de valeur	–	–	–	–	(8 943)	(8 943)
Cessions	–	–	–	–	(80)	(80)
Solde au 31 décembre 2013	–	–	–	–	6 222	6 222
Amortissement cumulé pour déplétion et dépréciation						
Solde au 31 décembre 2011	13 095	–	–	13 095	3 265	16 360
Amortissement pour déplétion et dépréciation	6 691	–	–	6 691	961	7 652
Cessions	(19 786)	–	–	(19 786)	(33)	(19 819)
Solde au 31 décembre 2012	–	–	–	–	4 193	4 193
Amortissement pour déplétion et dépréciation	–	–	–	–	1 014	1 014
Cessions	–	–	–	–	(51)	(51)
Solde au 31 décembre 2013	–	–	–	–	5 156	5 156
Valeur comptable nette						
Au 31 décembre 2011	35 767	–	–	35 767	11 212	46 979
Au 31 décembre 2012	–	–	–	–	10 205	10 205
Au 31 décembre 2013	–	–	–	–	1 066	1 066

8.1 Autres actifs

Les autres actifs comprennent l'installation d'essai de charge d'alimentation de la Société située au Southwest Research Institute, à San Antonio, au Texas, ainsi que le mobilier et les agencements généraux. En 2013, la Société a comptabilisé une charge pour perte de valeur sans effet de trésorerie au titre de ses actifs liés à l'installation d'essai de charge d'alimentation, tel qu'il est décrit à la note 7.

9. DETTE

9.1 Débentures convertibles

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Composante dette des débentures convertibles	68 926	73 686
Montant non amorti au titre du dérivé divisé et des coûts de transaction	(5 914)	(8 472)
Valeur comptable	63 012	65 214

Le 9 juin 2011, la Société a émis 73,3 M\$ CA en débentures subordonnées non garanties convertibles de 5,75 % au prix de 1 000 \$ CA par débenture. Une tranche de 50,0 M\$ CA des débentures convertibles a été émise dans le cadre d'un appel public à l'épargne de 50,0 M\$ CA. La tranche restante de 23,3 M\$ CA a été émise dans le cadre d'un placement privé assujéti aux mêmes modalités que l'appel public à l'épargne.

Les débentures convertibles viennent à échéance le 30 juin 2016, elles donnent semestriellement droit à des intérêts le 30 juin et le 31 décembre et elles sont convertibles au prix de 10,08 \$ CA par action. Elles peuvent être rachetées au gré d'Ivanhoe après le 30 juin 2014, si le cours des actions ordinaires d'Ivanhoe en vigueur sur le marché est égal ou supérieur à 125 % du prix de conversion. Le prix de tout rachat peut être réglé en espèces ou au moyen d'actions ordinaires.

La dette libellée en dollars canadiens est considérée comme un dérivé incorporé puisque la monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar américain et, par conséquent, l'option a été séparée et comptabilisée à la juste valeur à titre de passif dérivé à long terme (note 11), la variation de la valeur étant comptabilisée pour chaque période dans le compte consolidé de la perte et de la perte globale.

Les intérêts engagés sur l'ensemble des dettes impayées ont été comptabilisés comme suit :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
Charges d'intérêts ¹	2 429	4 213	333
Incorporés dans le coût de l'actif à titre d'actifs au titre de la prospection et de l'évaluation	4 109	5 027	2 878
Incorporés dans le coût de l'actif à titre d'immobilisations corporelles	–	(319)	319
Total des intérêts courus	6 538	8 921	3 530

1. Les charges d'intérêts sont comprises dans les charges financières figurant dans les comptes consolidés de la perte et de la perte globale.

10. INSTRUMENTS FINANCIERS

10.1 Juste valeur des instruments financiers évalués au coût amorti

Mis à part les renseignements décrits ci-dessous, la juste valeur des instruments financiers de la Société comptabilisés au coût amorti est semblable à leur valeur comptable compte tenu de leur échéance à court terme.

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Débetures convertibles		
Valeur comptable	63 012	65 214
Juste valeur	31 017	60 052

La juste valeur de la composante passif des débetures convertibles a été estimée en fonction du cours de clôture des débetures négociées en Bourse au 31 décembre 2013.

10.2 Instruments financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net

La Société classe ses instruments financiers selon la hiérarchie de la juste valeur présentée dans IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, de la manière suivante :

- Niveau 1 – en utilisant les prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques.
- Niveau 2 – en utilisant des données liées à l'actif ou au passif, autres que les prix cotés, qui sont observables soit directement (sous forme de prix) ou indirectement (déterminées à partir de prix).
- Niveau 3 – en utilisant des données liées à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données observables sur le marché, comme les prix basés sur les modèles internes ou sur d'autres modèles d'évaluation.

Le tableau qui suit présente les instruments dérivés de la Société évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
	Composante convertible des débetures en 2011	Option émise par la filiale	
Solde au 31 décembre 2011	1 617	183	1 800
Profit sur les dérivés par le biais du résultat net	(1 430)	–	(1 430)
Profits de change	(6)	–	(6)
Expiration de l'option émise par la filiale par le biais du résultat net	–	(183)	(183)
Solde au 31 décembre 2012	181	–	181
Profit sur les dérivés par le biais du résultat net	(177)	–	(177)
Profits de change	(4)	–	(4)
Solde au 31 décembre 2013	–	–	–

Le profit de 0,2 M\$ tiré des instruments dérivés pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (31 décembre 2012 – 1,6 M\$) provient de la réévaluation des instruments dérivés évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

10.3 Risques découlant des instruments financiers

Ivanhoe est exposée, à divers degrés, aux risques de marché habituels découlant des risques liés aux fluctuations des taux de change, des risques de crédit, des risques de taux d'intérêt et des risques de liquidité. La Société tient compte de ces risques et gère ses activités de manière à réduire au minimum son exposition à ceux-ci.

i. Risque de change

Ivanhoe est exposée au risque de change en raison du fait qu'elle engage des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation en monnaies autres que le dollar américain. Une part substantielle des activités de la Société est réalisée ou libellée en dollars américains, notamment ses dépenses d'investissement en Équateur et les activités permanentes de son installation d'essai de charge d'alimentation. Certaines des activités d'exploration au Canada sont financées en dollars canadiens et les débentures convertibles émises ont été libellées en dollars canadiens. La Société n'a pas conclu de dérivés sur devises en 2013. Pour atténuer son exposition au risque de change, la Société cherche à détenir des actifs et des passifs libellés dans la même monnaie, lorsqu'il y a lieu.

Le tableau ci-après illustre l'incidence du risque de change de la Société sur sa perte nette et sa perte globale pour 2013 en partant de l'hypothèse de l'éventualité raisonnable de variations de la valeur des devises. Cette analyse présume que toutes les autres variables demeureront constantes.

	Variation causée par une augmentation ou une dépréciation de 10 %	Variation causée par une diminution ou une appréciation de 10 %
(Augmentation) diminution de la perte nette et de la perte globale		
Dollar canadien	336	(336)

ii. Risque de crédit

Ivanhoe est exposée au risque de crédit à l'égard de sa trésorerie et de ses équivalents de trésorerie, de ses liquidités soumises à restrictions, de ses débiteurs, de son effet à recevoir et de ses créances à long terme. L'exposition maximale de la Société au risque de crédit au 31 décembre 2013 correspond à la valeur comptable de ces actifs financiers non dérivés.

La Société considère comme minime le risque de crédit auquel elle s'expose du fait de sa trésorerie et de ses équivalents de trésorerie et de ses liquidités soumises à restrictions en raison de la qualité des institutions financières où sont détenus ses fonds et de la nature de ses instruments de dépôt. La plus grande partie de l'exposition de la Société au risque de crédit a trait à des contreparties provenant du secteur de l'énergie, et elle est par conséquent exposée au risque normal lié au crédit du secteur. Ivanhoe gère son risque de crédit en concluant des contrats de vente auprès d'entités de renom.

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Débiteurs – courant	534	14 848

iii. Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque que la Société ne puisse accéder à des sources adéquates pour financer ses activités. Étant donné que les flux de trésorerie liés aux activités existantes ne suffisent pas à financer ses activités et ses dépenses d'investissement à venir, Ivanhoe entend financer ses projets d'investissement à la fois en faisant appel à des investisseurs stratégiques et en émettant des titres d'emprunt et de participation sur les marchés publics et privés, soit au niveau de la société mère, soit au niveau de chaque projet, ou encore par la vente d'actifs existants. Rien ne garantit que la Société sera en mesure d'obtenir un tel financement ni qu'elle l'obtiendra à des conditions favorables.

Le tableau qui suit présente les échéances contractuelles des passifs financiers dérivés et non dérivés à taux fixes. Les montants figurant dans le tableau représentent les flux de trésorerie futurs non actualisés et, par conséquent, pourraient ne pas correspondre aux valeurs présentées dans l'état de la situation financière.

Au 31 décembre 2013	Moins de un an	De 1 an à 2 ans	De 3 ans à 4 ans
Passifs financiers non dérivés			
Créditeurs et charges à payer	6 295	–	–
Dette et intérêt	3 963	74 854	–

11. INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La Société a émis des débentures convertibles de 73,3 M\$ CA au deuxième trimestre de 2011, comme il a été détaillé à la note 9.1. Le montant en capital impayé au titre des débentures convertibles est convertible en actions ordinaires de la Société. La juste valeur de la composante liée à l'option de conversion en capitaux propres au 31 décembre 2013 était de néant et elle a été calculée au moyen de la méthode d'évaluation de Black et Scholes en utilisant un taux d'intérêt sans risque de 1,21 %, un taux de rendement de l'action de 0,00 %, un taux de volatilité moyen pondéré de 40,00 % et une durée prévue de 2,5 ans.

Compte tenu du solde de néant de la composante liée à l'option de conversion en capitaux propres, une augmentation ou une diminution de 10 % aurait une incidence négligeable sur la juste valeur de l'option.

12. PROVISIONS À LONG TERME

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Provision pour les coûts relatifs au démantèlement		
Solde au début	2 876	1 567
Passif engagé	399	950
Révision des estimations à l'égard des flux de trésorerie	(563)	210
Désactualisation	(89)	28
Variations des taux d'actualisation	(315)	121
Solde à la fin	2 308	2 876
Charges à long terme à payer	281	281
Provisions à long terme	2 589	3 157

12.1 Provision pour les coûts relatifs au démantèlement

La provision pour les coûts relatifs au démantèlement représente la valeur actuelle des coûts relatifs au démantèlement liés aux biens pétroliers et gaziers au Canada, à l'installation d'essai de charge d'alimentation et aux biens pétroliers et gaziers en Équateur, coûts qui devraient être engagés en 2016-2035, en 2029 et en 2038, respectivement. La Société comptabilise une provision pour les futurs coûts estimatifs relatifs au démantèlement des biens pétroliers et gaziers et de l'installation d'essai de la charge d'alimentation sur une base actualisée. La provision pour les coûts relatifs au démantèlement de ces biens pétroliers et gaziers et de l'installation d'essai de la charge d'alimentation a été estimée aux prix actuels et désactualisée en utilisant un taux d'intérêt sans risque se situant entre 1,2 % et 3,2 % au 31 décembre 2013 (entre 0,9 % et 2,2 % au 31 décembre 2012).

12.2 Charges à long terme à payer

Les charges à long terme à payer comprennent les paiements fondés sur des actions découlant d'attributions réglées en trésorerie au titre du régime d'unités d'actions subalternes (note 16) et les obligations en vertu d'un contrat de location-financement visant la location de véhicules en Équateur.

13. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

La Société et ses filiales doivent soumettre, de façon distincte, des déclarations de revenus dans chacun des territoires où elles exercent leurs activités. La charge d'impôt diffère du montant calculé en appliquant les taux d'imposition prévus par la loi aux pertes nettes avant impôt. Les taux d'imposition fédéral et provinciaux combinés prévus par la loi canadienne aux 31 décembre 2013, 2012 et 2011 étaient respectivement de 25,0 %, de 25,0 % et de 26,5 %. La provenance des écarts et leurs incidences fiscales se détaillent comme suit :

	Pour les exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
Perte provenant des activités poursuivies avant impôt	158 065	66 450	31 135
Taux d'imposition fédéral et provinciaux combinés prévus par la loi canadienne	25,0 %	25,0 %	26,5 %
Économie d'impôt	(39 516)	(16 613)	(8 251)
Pertes fiscales et déductions différées non comptabilisées à titre d'actifs d'impôt différé	34 944	13 036	7 456
Pertes nettes étrangères assujetties à des taux d'imposition plus élevés	(9 964)	(760)	(867)
Expiration de pertes fiscales reportées en avant	–	791	172
Profits sur dérivés et autres profits non déductibles (imposables)	(44)	387	(3 784)
Rémunération non déductible	845	781	1 410
Pertes (profits) de change net(te)s non déductibles (imposables)	(904)	327	(136)
Variation de l'estimation des exercices antérieurs des pertes fiscales reportées en avant	(115)	(461)	(621)
Autres écarts	443	80	247
Économie d'impôt	(14 311)	(2 432)	(4 374)

Les principales composantes des actifs et des passifs d'impôt différé de la Société se détaillent comme suit :

	31 décembre 2013		31 décembre 2012	
	Actifs	Passifs	Actifs	Passifs
Immobilisations corporelles	–	–	672	(3 686)
Immobilisations incorporelles	–	–	2 543	(35 786)
Reports en avant de pertes fiscales	–	–	21 556	–
Reports en avant de crédits d'impôt	–	–	350	–
	–	–	25 121	(39 472)

Au 31 décembre 2013, le passif d'impôt différé de la Société, tel qu'il est présenté dans l'état consolidé de la situation financière, était de néant.

La Société n'a comptabilisé aucun actif d'impôt différé au titre de ce qui suit :

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Reports en avant de pertes fiscales d'exploitation	265 539	175 655
Perte de change latente sur la dette intersociétés	4 537	–
Coûts de financement	1 033	3 691
	271 109	179 346

Le tableau ci-après présente les reports en avant de pertes consolidées et les années d'expiration au 31 décembre 2013. Une perte d'environ 83,0 M\$ CA à la cession des activités russes en 2000 et au règlement des prêts intersociétés en 2012 représente une perte en capital aux fins de l'impôt pouvant être reportée en avant indéfiniment et portée en réduction des gains en capital futurs au Canada, perte qui n'est pas incluse dans les actifs d'impôt différé susmentionnés.

Année d'expiration	
2014	5 188
2015	6 732
2018	2 093
2019	1 078
2020 à 2025	5 508
2026 à 2033	311 625
	332 224

Au 31 décembre 2013, les reports en avant de pertes de la Société de 332,2 M\$ se composaient d'un montant de 258,5 M\$ pour le Canada et de 73,7 M\$ pour les États-Unis.

Au 31 décembre 2013, aucun impôt sur le résultat n'était exigible (1,7 M\$ au 31 décembre 2012).

14. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

14.1 Contrats de location simple

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a affecté 1,5 M\$ (1,0 M\$ au 31 décembre 2012) à des contrats de location simple visant des locaux à bureaux, venant à échéance entre novembre 2014 et août 2018.

Au 31 décembre 2013, les paiements minimaux nets futurs pour ces contrats de location simple se détaillaient comme suit :

2014	993
2015	826
2016	704
2017	352
Après 2017	158
	3 033

14.2 Autres

Si Ivanhoe reçoit les approbations gouvernementales et les autres approbations nécessaires à la mise en valeur de la frontière nord de l'une des concessions de Tamarack, la Société versera jusqu'à 15,0 M\$ CA en trésorerie à Talisman à titre de paiement final et conditionnel pour les concessions de Tamarack acquises en 2008.

À l'occasion, Ivanhoe 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 serait 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 ordinaires, des options sur actions ou une combinaison de ces éléments. De la même manière, les ententes conclues par la Société peuvent prévoir des frais d'annulation ou des clauses de dommages-intérêts convenus pour résiliation hâtive. Ces frais ne sont pas considérés comme importants.

La Société peut accorder à des tiers, dans le cours normal des activités, des indemnisations considérées comme standards à l'occasion de certaines opérations telles que des conventions d'achat et de vente. Les conditions de ces indemnisations varient en fonction du contrat dont la nature empêche Ivanhoe 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 indemnisations ne serait probablement pas significatif.

Dans le cours normal de ses activités, la Société fait l'objet de poursuites intentées contre elle. Bien que l'issue de ces poursuites soit incertaine, la Société estime que, raisonnablement, elles ne sont pas susceptibles d'avoir un effet significatif, dans l'ensemble, sur sa situation financière ni sur son résultat.

15. CAPITAUX PROPRES

15.1 Capital social

Autorisées	Nombre illimité d'actions ordinaires n'ayant pas de valeur nominale Nombre illimité d'actions privilégiées n'ayant pas de valeur nominale
Émises et en circulation	144 824 254 actions ordinaires (114 713 143 au 31 décembre 2012 et 114 713 143 au 31 décembre 2011) Aucune action privilégiée (néant aux 31 décembre 2012 et 2011)

Le 22 avril 2013, la Société a procédé à un regroupement d'actions ordinaires à raison de trois pour une (le « ratio de regroupement »), ce qui a réduit le nombre d'actions ordinaires en circulation, qui est ainsi passé d'environ 344,5 millions à environ 114,8 millions. Le regroupement d'actions a également donné lieu à des ajustements proportionnels des options sur actions et des unités d'actions subalternes, de même qu'à des ajustements du prix de conversion des débentures convertibles. Le regroupement d'actions a aussi fait augmenter la perte par action en fonction du ratio de regroupement.

En 2011, un produit en espèces de 29,9 M\$ a été obtenu grâce à l'exercice de bons de souscription et d'options sur actions.

Se reporter aux états consolidés des variations des capitaux propres pour connaître la variation du nombre d'actions ordinaires émises au cours des exercices clos les 31 décembre 2013, 2012 et 2011.

15.2 Surplus d'apport

Aux 31 décembre 2013, 2012 et 2011, le surplus d'apport se composait uniquement de la charge de rémunération fondée sur des actions liée à des attributions réglées en instruments de capitaux propres.

16. PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Les transactions dont le paiement est fondé sur des actions ont été imputées au résultat à titre de frais généraux et administratifs ou de charges d'exploitation et ont été incorporées dans le coût des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation, de la manière suivante :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
Charges au titre des paiements fondés sur des actions, portant sur les			
Transactions réglées en instruments de capitaux propres	3 237	3 289	5 614
Transactions réglées en trésorerie	284	211	269
Total des charges au titre des paiements fondés sur des actions	3 521	3 502	5 883
Palements fondés sur des actions incorporés dans le coût des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation	–	–	335

16.1 Régime d'options sur actions

Les transactions effectuées en vertu du régime d'options sur actions de la Société sont détaillées ci-dessous :

	Nombre d'options sur actions (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$ CA)
En cours au 31 décembre 2010	5 642	6,72
Attribuées	975	6,18
Exercées	(562)	7,32
Expirées	(237)	8,70
Ayant fait l'objet d'une renonciation	(569)	7,38
En cours au 31 décembre 2011	5 249	6,42
Attribuées	1 028	2,78
Exercées	–	–
Expirées	(474)	6,14
Ayant fait l'objet d'une renonciation	(845)	6,51
En cours au 31 décembre 2012	4 958	5,68
Attribuées	2 587	2,16
Exercées	–	–
Expirées	(1 120)	5,14
Ayant fait l'objet d'une renonciation	(531)	6,58
En cours au 31 décembre 2013	5 894	4,16
Pouvant être exercées au 31 décembre 2011	2 744	6,39
Pouvant être exercées au 31 décembre 2012	3 010	6,29
Pouvant être exercées au 31 décembre 2013	2 363	6,31

Au 31 décembre 2013, le nombre d'actions autorisées aux fins d'émission en vertu du régime d'options s'établissait à 11,5 millions (8,0 millions au 31 décembre 2012).

Aucune option sur actions n'a été exercée au cours de la période de douze mois close le 31 décembre 2013 (néant au 31 décembre 2012).

La juste valeur moyenne pondérée des options sur actions attribuées en vertu du régime d'options sur actions au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013 était de 1,45 \$ CA (31 décembre 2012 – 1,98 \$ CA; 31 décembre 2011 – 3,66 \$ CA) par option à la date d'attribution en fonction du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes. Voici les hypothèses moyennes pondérées utilisées lors du calcul :

	2013	2012	2011
Durée prévue (en années)	6,2	6,3	6,4
Volatilité ¹	76,9 %	73,9 %	74,0 %
Rendement prévu de l'action	–	–	–
Taux sans risque	1,6 %	1,7 %	2,2 %
Taux estimatif de renonciation	10,0 %	8,1 %	6,6 %

1. Le facteur de volatilité attendue est basé sur la volatilité historique des actions ordinaires de la Société négociées sur le marché.

Le tableau suivant présente des informations concernant les options sur actions en cours au 31 décembre 2013.

Fourchette des prix d'exercice (en dollars canadiens)	En cours (en milliers)	Durée de vie contractuelle restante moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$ CA)
1,26 à 3,87	3 632	5,9	2,32
3,88 à 5,67	221	2,6	4,78
5,68 à 8,37	1 821	3,1	7,07
8,38 à 10,32	220	3,1	9,78
	5 894	4,8	4,16

16.2 Régime d'unités d'actions subalternes

La Société a un régime d'unités d'actions subalternes en vertu duquel elle peut émettre des unités d'actions subalternes à l'intention des employés admissibles. Les droits liés aux unités d'actions subalternes sont acquis par tranches égales sur une période de trois ans, et les unités d'actions subalternes sont réglées en actions achetées sur le marché libre par l'intermédiaire d'une fiducie ou en trésorerie à la date d'anniversaire. Les unités d'actions subalternes ne donnent de droit de vote au porteur que lorsque les droits ont été acquis et que les actions sous-jacentes ont été remises au participant.

Les transactions effectuées en vertu du régime d'unités d'actions subalternes de la Société sont détaillées ci-dessous :

	Nombre d'unités d'actions subalternes (en milliers) ¹	Juste valeur moyenne pondérée (en \$ CA)
En cours au 31 décembre 2010	–	–
Attribuées	372	4,86
Dont les droits ont été acquis	–	–
Ayant fait l'objet d'une renonciation	(60)	6,24
En cours au 31 décembre 2011	312	4,59
Attribuées	849	2,04
Dont les droits ont été acquis	(94)	3,42
Ayant fait l'objet d'une renonciation	(191)	3,03
En cours au 31 décembre 2012	876	2,16
Attribuées	1 693	0,72
Dont les droits ont été acquis	(312)	2,07
Ayant fait l'objet d'une renonciation	(48)	1,94
En cours au 31 décembre 2013	2 209	1,01

1. Comprend les unités d'actions subalternes qui seront retenues pour le compte des employés aux fins des exigences légales liées aux retenues fiscales.

La juste valeur moyenne pondérée des unités d'actions subalternes attribuées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013 a été de 0,72 \$ CA (31 décembre 2012 – 2,04 \$ CA; 31 décembre 2011 – 4,86 \$ CA) par unité d'actions subalternes à la date d'attribution en fonction du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes. Voici les hypothèses moyennes pondérées utilisées lors du calcul :

	2013	2012	2011
Durée prévue (en années)	2,0	2,0	3,0
Volatilité ¹	76,4 %	69,2 %	64,8 %
Rendement de l'action	–	–	–
Taux sans risque	1,1 %	1,1 %	1,2 %
Taux estimatif de renonciation	18,8 %	26,7 %	6,1 %

1. Le facteur de volatilité attendue est basé sur la volatilité historique des actions ordinaires de la Société négociées sur le marché.

Le tableau suivant présente les passifs découlant des unités d'actions restreintes à régler au moyen de paiements en trésorerie et il présente également la valeur intrinsèque de ces passifs.

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Passifs courants liés aux unités d'actions subalternes	324	228
Passifs non courants liés aux unités d'actions subalternes	188	142
Valeur intrinsèque des unités d'actions subalternes dont les droits ont été acquis	–	–

17. RÉGIMES DE RETRAITE

En 2001, la Société a mis en place un régime de retraite 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 salariales (jusqu'au maximum permis par la législation fiscale américaine) sont égalées par la Société.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a versé 0,2 M\$ en cotisations au régime de retraite (31 décembre 2012 – 0,2 M\$; 31 décembre 2011 – 0,4 M\$).

18. INFORMATIONS SECTORIELLES

La structure organisationnelle d'Ivanhoe reflète ses différentes activités d'exploitation ainsi que les régions géographiques où elle les exerce. Les activités liées au pétrole et au gaz sont réparties en trois secteurs géographiques : l'Asie, le Canada et l'Amérique latine.

Les activités en Asie comprennent les activités d'exploration de la Société en Mongolie. Le secteur canadien comprend les activités de mise en valeur d'Ivanhoe dans son projet de sables bitumineux à Tamarack. Le secteur de l'Amérique latine porte sur les activités d'exploration et de mise en valeur du bloc 20, en Équateur.

Le secteur du développement des technologies regroupe les coûts liés au développement et au perfectionnement de la technologie HTL[®] de la Société et au recensement des améliorations à y apporter. Le secteur du siège social regroupe les coûts qui ne sont pas directement attribuables aux projets d'exploitation, comme les coûts liés aux membres de la haute direction, à la dette de l'entreprise et aux autres activités générales de la Société.

Les méthodes comptables des secteurs sont les mêmes que les méthodes comptables consolidées utilisées par la Société. Les résultats par secteur comprennent les transactions effectuées entre les secteurs d'exploitation. Les activités liées au siège social qui ont été effectuées pour le compte d'un secteur sont attribuées au coût. Les passifs par secteur comprennent les soldes intersociétés.

Les tableaux suivants présentent le résultat, les dépenses d'investissement et les actifs et les passifs identifiables de la Société, par secteur.

Exercice clos le 31 décembre 2013	Asie	Canada	Amérique latine	Développement des technologies	Siège social ³	Total
Produits d'intérêts et autres produits	–	3	–	299	125	427
Charges et autres						
Charges d'exploitation	–	–	–	4 426	–	4 426
Frais généraux et administratifs	690	2 549	7 096	4 559	23 174	38 068
Prospection et évaluation	15 381	–	–	–	–	15 381
Perte de valeur des immobilisations incorporelles	–	–	–	92 153	–	92 153
Perte de valeur des immobilisations corporelles	–	–	–	8 943	–	8 943
Amortissement	31	–	93	554	336	1 014
(Profit) perte de change	(4)	25	4	–	(3 681)	(3 656)
Profit sur instruments dérivés	–	–	–	–	(177)	(177)
Charges financières	–	–	(72)	7	2 405	2 340
	16 098	2 574	7 121	110 642	22 057	158 492
Perte nette avant impôt sur le résultat	(16 098)	(2 571)	(7 121)	(110 343)	(21 932)	(158 065)
Économie (charge) d'impôt						
Exigible	–	–	–	–	(41)	(41)
Différé	2 717	–	–	33 092	(21 457)	14 352
	2 717	–	–	33 092	(21 498)	14 311
Perte nette et perte globale liées aux activités poursuivies	(13 381)	(2 571)	(7 121)	(77 251)	(43 430)	(143 754)
Perte nette et total de la perte globale liés aux activités abandonnées	–	–	–	–	(2 072)	(2 072)
Perte nette et perte globale	(13 381)	(2 571)	(7 121)	(77 251)	(45 502)	(145 826)
Dépenses d'investissement – immobilisations incorporelles	411	7 538	7 922	–	–	15 871
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	(50)	–	(80)	–	1 186	1 056

Exercice clos le 31 décembre 2012	Asie	Canada	Amérique latine	Développement des technologies	Siège social	Total
Produits d'intérêts et autres produits	–	3	–	–	25	28
Charges et autres						
Charges d'exploitation	–	–	–	4 252	–	4 252
Frais généraux et administratifs	1 689	3 821	5 336	3 184	17 119	31 149
Prospection et évaluation	2 968	159	19 867	–	–	22 994
Amortissement	45	1	164	567	184	961
(Profit) perte de change	(62)	–	–	–	1 309	1 247
Profit sur instruments dérivés	–	–	–	–	(1 430)	(1 430)
Charges financières	–	18	(169)	5	4 474	4 328
Perte sur le remboursement de la dette	–	–	–	–	2 977	2 977
	4 640	3 999	25 198	8 008	24 633	66 478
Perte nette avant impôt sur le résultat	(4 640)	(3 996)	(25 198)	(8 008)	(24 608)	(66 450)
Économie d'impôt						
Exigible	–	–	–	–	–	–
Différé	–	–	–	36	2 396	2 432
	–	–	–	36	2 396	2 432
Perte nette et perte globale liées aux activités poursuivies	(4 640)	(3 996)	(25 198)	(7 972)	(22 212)	(64 018)
Bénéfice net et bénéfice global total liés aux activités abandonnées	49 644	–	–	–	–	49 644
Bénéfice net (perte nette) et bénéfice global (perte globale)	45 004	(3 996)	(25 198)	(7 972)	(22 212)	(14 374)
Dépenses d'investissement – immobilisations incorporelles	12 853	3 834	23 416	–	–	40 112
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	7 269	4	6	3	50	7 332

Exercice clos le 31 décembre 2011	Asie	Canada	Amérique latine	Développement des technologies	Siège social	Total
Produits d'intérêts et autres produits	–	–	–	–	572	572
Charges et autres						
Charges d'exploitation	–	–	–	4 561	–	4 561
Frais généraux et administratifs	2 216	3 257	7 645	4 026	21 435	38 579
Prospection et évaluation	2 124	–	650	–	–	2 774
Amortissement	37	9	138	555	275	1 014
(Profit) perte de change	96	(6)	3	–	(627)	(534)
Profit sur instruments dérivés	–	–	–	–	(13 148)	(13 148)
Charges financières	26	6	32	8	289	361
Profit à la décomptabilisation d'une provision à long terme	–	–	–	–	(1 900)	(1 900)
	4 499	3 266	8 468	9 150	6 324	31 707
Perte avant impôt sur le résultat	(4 499)	(3 266)	(8 468)	(9 150)	(5 752)	(31 135)
(Charge) économie d'impôt						
Exigible	–	–	–	–	(7)	(7)
Différé	–	–	–	(1 389)	5 770	4 381
	–	–	–	(1 389)	5 763	4 374
Bénéfice net (perte nette) et bénéfice global (perte globale) lié(e)s aux activités poursuivies	(4 499)	(3 266)	(8 468)	(10 539)	11	(26 761)
Bénéfice net et total du bénéfice global liés aux activités abandonnées	1 485	–	–	–	–	1 485
Bénéfice net (perte nette) et bénéfice global (perte globale)	(3 014)	(3 266)	(8 468)	(10 539)	11	(25 276)
Dépenses d'investissement – immobilisations incorporelles	20 390	6 280	10 720	–	–	37 390
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	12 733	–	43	879	15	13 670

	Asie	Canada	Amérique latine	Développement des technologies	Siège social ³	Total
Au 31 décembre 2013						
Actifs ¹	125	153 682	92 342	87	(14 063)	232 173
Passifs ²	16 552	170 897	113 140	70 698	(299 391)	71 896
Au 31 décembre 2012						
Actifs ¹	37 901	142 051	77 149	101 846	43 110	402 057
Passifs ²	25 616	156 696	97 325	95 205	(275 783)	99 059

1. Les actifs par secteur comprennent les participations dans des filiales qui sont éliminées aux fins de la consolidation dans le secteur du siège social et les actifs détenus en vue de la vente dans le secteur Asie au 31 décembre 2012.
2. Les passifs liés au secteur du siège social comprennent des soldes intersociétés à recevoir de 408,3 M\$ au 31 décembre 2013 (367,0 M\$ au 31 décembre 2012), lesquels sont nécessaires pour éliminer les montants intersociétés à payer à la consolidation.
3. Au 31 décembre 2013, le secteur du siège social comprend les résultats et le reste des actifs et des passifs de Sunwing Holding Corporation qui ne sont pas liés au transfert de la participation dans le contrat pétrolier relatif au bloc Zitong à Shell China Exploration and Production Co. effectué par Sunwing Zitong Energy, une filiale en propriété exclusive de la Société.

19. GESTION DU CAPITAL

La Société définit son capital comme étant sa dette à long terme et la somme de ses capitaux propres. Au 31 décembre 2013, la Société n'était soumise à aucune clause restrictive financière. Les objectifs de la Société sont de protéger sa capacité à poursuivre son exploitation, de poursuivre la prospection et la mise en valeur de ses projets, et de conserver une structure du capital souple qui optimise le coût du capital en fonction d'un risque acceptable. En vue de planifier sa gestion des exigences portant sur le capital, la Société prépare un budget annuel de dépenses, lequel est périodiquement mis à jour. Les budgets annuels et révisés sont approuvés par le conseil d'administration. Aux dates suivantes, la structure du capital d'Ivanhoe s'établissait comme suit :

	31 décembre 2013		31 décembre 2012	
Dette à long terme	63 012	28,2 %	65 214	17,7 %
Capitaux propres	160 277	71,8 %	302 998	82,3 %
Total du capital	223 289	100,0 %	368 212	100,0 %

La principale source de financement de la Société a été jusqu'à présent les marchés de titres d'emprunt et de titres de participation publics et privés. La Société ne s'attend pas à ce que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation soient suffisants pour respecter ses obligations au titre des opérations et des dépenses d'investissement et, en conséquence, la Société entend financer ses projets d'exploitation et d'investissement à la fois en faisant appel à des investisseurs stratégiques dans ses projets ou en accédant aux marchés des titres d'emprunt et des titres de participation publics et privés soit au niveau de la société mère, soit au niveau de chaque projet.

20. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations des opérations sans effet sur la trésorerie de la Société se détaillent de la manière suivante :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Activités d'exploitation			
Débiteurs	13 923	7 344	(2 210)
Charges payées d'avance et autres actifs	651	(235)	(301)
Effet à recevoir	10	(3)	38
Créditeurs et charges à payer	(7 730)	1 575	5 306
Activités abandonnées	–	908	–
	6 854	9 589	2 833
Activités d'investissement			
Débiteurs	–	(14 346)	716
Charges payées d'avance et autres actifs	(498)	53	1 748
Créditeurs et charges à payer	(687)	1 555	(10 779)
Activités abandonnées	–	14 388	–
	(1 185)	1 650	(8 315)
Activités de financement			
Créditeurs et charges à payer	(8)	(32)	57
	(8)	(32)	57
	5 661	11 207	(5 425)

21. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Ivanhoe est partie à une entente de partage de coûts avec d'autres sociétés qui sont liées ou contrôlées par l'intermédiaire d'administrateurs ou d'actionnaires communs. Dans le cadre de ces ententes, la Société partage des locaux à bureaux, du mobilier, de l'équipement et des installations de transport aérien et de communications à divers emplacements internationaux. Elle partage également les frais relatifs à l'emploi du personnel administratif et du personnel de gestion non membre de la direction qui travaille dans ces bureaux. Ces transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des activités, et la Société les considère comme évaluées à la juste valeur de marché.

Le tableau suivant présente la répartition des charges entre les parties liées pour les exercices clos les 31 décembre.

Partie liée	Nature de la transaction	2013	2012	2011
Global Mining Management Corp.	Administration	409	286	585
Ivanhoe Capital Aviation Ltd.	Aéronefs	1 200	1 200	1 200
Ivanhoe Capital Services Ltd.	Administration	342	316	407
Ivanhoe Systems PTE Ltd.	Technologies de l'information	50	–	–
1092155 Ontario Inc.	Technologie HTL®	52	44	44
SouthGobi Resources Ltd.	Administration	–	44	154
Ensyn Technologies Inc.	Technologie HTL®	–	–	14
Ivanhoe Capital PTE Ltd.	Administration	–	–	150
Ivanhoe Capital Finance Ltd.	Financement	–	1 627	–
		2 053	3 517	2 554

Les passifs de la Société incluent les montants suivants à payer à des parties liées :

Partie liée	Nature de la transaction	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Global Mining Management Corp.	Administration	38	39
Ivanhoe Capital Services Ltd.	Administration	20	26
		58	65

En 2011, Ivanhoe a vendu à certains dirigeants et administrateurs des débetures convertibles pour un montant de 23,3 M\$ CA dans le cadre d'un placement privé assujéti aux mêmes modalités que l'appel public à l'épargne (note 9.1).

22. RÉMUNÉRATION DES PRINCIPAUX DIRIGEANTS

Le tableau suivant présente la rémunération des administrateurs et des autres principaux dirigeants.

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Salaires ou honoraires de base et autres paiements en espèces	6 067	4 416	3 762
Cotisations de l'employeur au régime de retraite	132	97	87
Charge au titre de la rémunération fondée sur des actions	2 469	2 817	2 780
	8 668	7 330	6 629

23. PARTICIPATIONS DANS DES FILIALES

Ivanhoe détient des participations dans les filiales suivantes détenues en totalité, lesquelles influencent principalement les résultats d'exploitation ou l'actif net de la Société. Les filiales inactives ou non significatives ne sont pas présentées.

Nom de la filiale	Territoire de constitution ou de formation
Ivanhoe Energy Canada Inc.*	Alberta
Ivanhoe Energy Holdings Inc.*	Nevada
Ivanhoe Energy Mongolia Inc.*	Alberta
PanAsian Energy Ltd.	Nevis
Shaman LLC	Mongolie
Ivanhoe Energy Latin America Inc.*	Colombie-Britannique
Ivanhoe Energy Ecuador Inc.	Colombie-Britannique
Ivanhoe HTL Petroleum Ltd.	Nevada

* – Filiales détenues directement par Ivanhoe Energy Inc. Toutes les autres sociétés sont détenues par des filiales.

24. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR

Au premier trimestre de 2014, la Société a décidé de suspendre les activités dans le cadre de son projet Tamarack, du secteur canadien, en attendant que la réglementation liée aux projets de drainage par gravité facilité par l'injection de vapeur à faible profondeur soit clarifiée de façon définitive par l'AER. La Société ne s'attend pas à ce que la suspension des activités ait une incidence sur la valeur comptable des actifs liés au projet Tamarack. Cependant, la valeur comptable des coûts comptabilisés à l'actif continuera de faire l'objet d'un examen.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ACTIVITÉS DE PRODUCTION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

(non audité)

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

Les renseignements ci-après 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*.

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 deviendront disponibles et que la conjoncture évoluera.

Les réserves présentées dans cette rubrique représentent la quote-part des réserves de la Société, exception faite des droits de redevance de tiers. Les réserves étaient fondées sur les estimations du cabinet d'ingénieurs pétroliers indépendants GLJ Petroleum Consultants Ltd. Les variations des réserves prouvées de pétrole nettes de la Société en Chine pour la période de trois ans close le 31 décembre 2013 sont les suivantes :

(en milliers de barils)	Mises en valeur	Non mises en valeur	Total ¹
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2010	1 265	473	1 738
Révisions des estimations antérieures	271	(171)	100
Agrandissements et découvertes	52	98	150
Production	(353)	–	(353)
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2011	1 235	400	1 635
Production	(284)	–	(284)
Vente des réserves en place	(951)	(400)	(1 351)
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2012	–	–	–
Réserves prouvées nettes au 31 décembre 2013	–	–	–

1. Aucune des réserves de pétrole prouvées de la Société ne se rapporte au bitume.

Les réserves prouvées productrices nettes pour la Chine aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en milliers de barils)	
2011	1 235
2012	–
2013	–

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 les exercices clos les 31 décembre 2013, 2012 et 2011, les flux de trésorerie futurs nets ont été calculés à partir des prix moyens historiques sur 12 mois ayant servi à l'estimation des réserves de pétrole prouvées de la Société, ainsi que des coûts d'alors et des taux d'imposition prévus par la loi ajustés en fonction des déductions fiscales liées aux réserves de pétrole prouvées existantes. La mesure normalisée ci-après des flux de trésorerie futurs nets actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole a été calculée à partir d'un prix de 93,91 \$ le baril de pétrole pour 2011. La mesure normalisée des flux de trésorerie futurs nets actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole s'est établie à néant en 2013 et en 2012, puisque la Société a cédé l'ensemble de ses réserves prouvées dans le cadre de la vente de Pan-China Resources Ltd. 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 possibles;
- les prix et les coûts futurs, au lieu de leur moyenne annuelle, s'appliqueront;
- les conditions économiques, d'exploitation et réglementaires existantes sont appelées à changer.

La mesure normalisée des flux de trésorerie futurs nets actualisés pour la Chine aux 31 décembre de chacun des trois derniers exercices financiers clos se présente comme suit :

	2013 ¹
Rentrées de fonds futures	–
Frais de mise en valeur et de remise en état futurs	–
Coûts de production futurs	–
Impôts futurs	–
Flux de trésorerie nets futurs	–
Taux annuel d'actualisation de 10 %	–
Mesure normalisée	–
1. La Société a cédé la totalité de ses réserves prouvées dans le cadre de la vente de Pan-China Resources Ltd. Tous les produits tirés des réserves prouvées en 2013 sont comptabilisés à titre d'activités abandonnées.	
	2012 ¹
Rentrées de fonds futures	–
Frais de mise en valeur et de remise en état futurs	–
Coûts de production futurs	–
Impôts futurs	–
Flux de trésorerie nets futurs	–
Taux annuel d'actualisation de 10 %	–
Mesure normalisée	–
1. La Société a cédé la totalité de ses réserves prouvées dans le cadre de la vente de Pan-China Resources Ltd. Tous les produits tirés des réserves prouvées en 2012 sont comptabilisés à titre d'activités abandonnées.	
	2011
Rentrées de fonds futures	178 378
Frais de mise en valeur et de remise en état futurs	(12 260)
Coûts de production futurs	(75 639)
Impôts futurs	(14 656)
Flux de trésorerie nets futurs	75 823
Taux annuel d'actualisation de 10 %	(20 713)
Mesure normalisée	55 110

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 en République populaire de Chine sont assujetties à des redevances sur bénéfice exceptionnel si le prix moyen mensuel pondéré du pétrole dépasse 40,00 \$ 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 40,00 \$ le baril. En conséquence, le coût découlant des redevances sur bénéfice exceptionnel n'est pas lié aux volumes de production, mais plutôt aux cours 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 \$ le baril pour 2008 par rapport à 2007. Les redevances sur bénéfice exceptionnel représentaient une tranche de 21,14 \$ le baril sur les coûts d'exploitation totaux de 43,92 \$ le 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 \$ le baril ou de 1,9 M\$ en valeur absolue pour 2009. Le 1^{er} novembre 2011, le ministère des Finances de la Chine a fait passer le seuil des redevances sur bénéfice exceptionnel de 40,00 \$ le baril à 55,00 \$ le baril.
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 coûts 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 pour la Chine aux 31 décembre de chacun des trois derniers exercices financiers clos se présentent comme suit :

	2013
Vente de pétrole et de gaz, déduction faite des coûts de production	–
Variations nettes des prix et des coûts de production	–
Agrandissements et découvertes, déduction faite des coûts de production et des coûts de mise en valeur futurs	–
Variation nette des coûts de mise en valeur futurs	–
Coûts de mise en valeur engagés au cours de la période qui ont fait diminuer les coûts de mise en valeur futurs	–
Révisions des estimations antérieures relatives à la quantité	–
Désactualisation	–
Variation nette de l'impôt	–
Vente des réserves en place	–
Variation des taux de production (calendrier) et autres	–
Diminution	–
Mesure normalisée au début	–
Mesure normalisée à la fin	–

	2012
Vente de pétrole et de gaz, déduction faite des coûts de production	(17 771)
Variations nettes des prix et des coûts de production	–
Agrandissements et découvertes, déduction faite des coûts de production et des coûts de mise en valeur futurs	–
Variation nette des coûts de mise en valeur futurs	–
Coûts de mise en valeur engagés au cours de la période qui ont fait diminuer les coûts de mise en valeur futurs	–
Révisions des estimations antérieures relatives à la quantité	–
Désactualisation	–
Variation nette de l'impôt	–
Vente des réserves en place	(37 339)
Variation des taux de production (calendrier) et autres	–
Diminution	(55 110)
Mesure normalisée au début	55 110
Mesure normalisée à la fin	–

	2011
Vente de pétrole et de gaz, déduction faite des coûts de production	(21 833)
Variations nettes des prix et des coûts de production	24 927
Agrandissements et découvertes, déduction faite des coûts de production et des coûts de mise en valeur futurs	9 426
Variation nette des coûts de mise en valeur futurs	(18 571)
Coûts de mise en valeur engagés au cours de la période qui ont fait diminuer les coûts de mise en valeur futurs	12 605
Révisions des estimations antérieures relatives à la quantité	4 485
Désactualisation	3 965
Variation nette de l'impôt	(2 418)
Variation des taux de production (calendrier) et autres	2 877
Augmentation	15 463
Mesure normalisée au début	39 647
Mesure normalisée à la fin	55 110

Les coûts engagés dans 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 pour les exercices clos les 31 décembre sont les suivants :

	2013	2012	2011
Canada			
Prospection	11 196	8 176	9 697
	11 196	8 176	9 697
Équateur			
Acquisition de biens			
Non prouvés	–	–	767
Prospection	7 982	25 560	11 536
	7 982	25 560	12 303
Asie¹			
Prospection	722	12 453	23 094
Mise en valeur	–	7 878	12 923
	722	20 331	36 017
Total	19 900	54 067	58 017

1. La Société a cédé la totalité de ses réserves prouvées dans le cadre de la vente de Pan-China Resources Ltd. Les coûts engagés en 2012 et en 2011 en ce qui a trait à Pan-China Resources Ltd. sont inclus dans les frais de prospection et les coûts de mise en valeur.

Les taux d'épuisement calculés en fonction de la production nette se présentent comme suit :

Chine (en dollars par baril)	
2013	–
2012	22,63
2011	19,54

Les résultats d'exploitation tirés des activités de production pour les exercices clos les 31 décembre se présentent comme suit :

	2013	2012	2011
Produits tirés des ventes de pétrole	–	32 466	37 403
Produits d'exploitation	–	(12 186)	(15 570)
Déplétion	–	(6 681)	(7 053)
Résultats d'exploitation tirés des activités de production	–	13 599	14 780

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 président exécutif et notre chef des finances, a effectué une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et des 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 2013. Se fondant sur cette évaluation, la direction a conclu que ces contrôles et ces procédures de communication de l'information étaient efficaces en ce sens qu'ils fournissent une assurance 1) que les renseignements qui doivent être présentés dans le rapport de la Société aux termes de la loi intitulée Exchange Act sont réunis et communiqués au président exécutif et au chef des finances de la Société pour qu'une décision rapide puisse être prise concernant leur communication, et 2) que les renseignements devant être divulgués par la Société dans les rapports qu'elle dépose ou soumet aux termes de la loi intitulée Exchange Act sont consignés, traités, résumés et communiqués dans les délais prescrits dans les règles et les formulaires de la SEC. Quel que soit le niveau d'efficacité de la conception et du fonctionnement, les contrôles et les 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 consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus, et qui comprend les politiques et les 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 consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada qui s'appliquent aux entreprises ayant une obligation d'information du public et que les encaissements et les décaissements de la Société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la Société;
- fournissent l'assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisées des actifs de la Société qui pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés 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 2013. Elle a effectué son évaluation selon les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (1992), 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 2013, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace selon ces critères. Elle a examiné les résultats de son évaluation avec le comité d'audit du conseil d'administration. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., le cabinet d'experts-comptables inscrits indépendants de la Société ayant audité les états financiers consolidés inclus à la rubrique 8 du présent formulaire 10-K, a également audité l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2013, comme il est énoncé dans leur rapport présenté ci-après.

/s/ Carlos A. Cabrera

Carlos A. Cabrera
Président exécutif

/s/ Gerald D. Schiefelbein

Gerald D. Schiefelbein
Chef des finances

Le

17 mars

2014

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRITS INDÉPENDANTS

À l'intention du conseil d'administration et des actionnaires d'Ivanhoe Energy Inc.,

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Ivanhoe Energy Inc. et de ses filiales (la « Société ») au 31 décembre 2013 selon les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (1992), 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 audit.

Notre audit a été effectué conformément aux normes établies par le Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis. Ces normes exigent que l'auditeur planifie et exécute l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu dans tous les aspects significatifs. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'appréciation du risque de déficience 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 audit 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 Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société comprend les politiques et les 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 Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et que les encaissements et les décaissements de la société ne sont effectués que conformément aux autorisations de la direction et du conseil d'administration; 3) fournissent l'assurance raisonnable que des mesures sont prises pour prévenir et déceler en temps opportun l'acquisition, l'utilisation ou la cession non autorisées des actifs de la société qui pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers.

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 anomalies 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, dans tous les aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2013 selon les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (1992), publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Nous avons également audité, conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis, les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date. Notre rapport daté du 17 mars 2014 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

/s/ Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.

Comptables agréés

Le 17 mars 2014
Calgary, Canada

CHANGEMENTS DANS LES CONTRÔLES INTERNES EN MATIÈRE DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Au cours du quatrième trimestre de 2013, il n'y a eu aucun changement dans les contrôles internes en matière de communication de l'information financière qui a eu ou qui pourrait vraisemblablement avoir une incidence importante sur ceux-ci.

RUBRIQUE 9B : AUTRES RENSEIGNEMENTS

Sans objet.

PARTIE III

RUBRIQUE 10 : ADMINISTRATEURS, MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION ET GOUVERNANCE

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. Tous nos administrateurs ont été élus lors de notre dernière assemblée générale annuelle des actionnaires (l'« assemblée générale annuelle ») tenue le 22 avril 2013. 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.

Nom	Âge	Poste occupé	Administrateur d'Ivanhoe depuis
Carlos A. Cabrera	62	Président-directeur du conseil	2010
Robert M. Friedland	63	Fondateur et coprésident-directeur du conseil	1995
A. Robert Abboud	84	Administrateur en chef indépendant	2006
Howard R. Balloch	62	Administrateur	2002
Brian F. Downey	72	Administrateur	2005
Robert G. Graham	60	Administrateur	2005
Peter G. Meredith	70	Administrateur	2007
Alexander A. Molyneux	39	Administrateur	2010
Robert A. Pirraglia	64	Administrateur	2005

Le maintien en fonction des dirigeants est laissé à l'appréciation du conseil d'administration.

Nom	Âge	Poste occupé	Membre de la haute direction depuis
Carlos A. Cabrera	62	Président-directeur du conseil	2011
Robert M. Friedland	63	Fondateur et coprésident-directeur du conseil	2008
Gerald D. Schiefelbein	55	Vice-président principal, Finances et chef des finances	2009
Greg G. Phaneuf	44	Vice-président principal, Expansion et stratégie de l'entreprise	2010
Michael A. Silverman	60	Vice-président principal, Technologie en aval et chef de la technologie	2007
Edwin J. Veith	55	Vice-président principal, Projets canadiens	2007
Joseph D. Kuhach	52	Vice-président principal, Technologie en amont et intégration	2008
Marlene A. Duff	63	Vice-présidente principale, Ressources humaines	2008
William E. Parry	63	Vice-président principal et chef du contentieux	2013
Santiago Pastor Morris	55	Vice-président principal et directeur général pour l'Équateur	2012

A. ROBERT ABBOUD

M. Abboud est administrateur en chef indépendant de la société depuis mai 2006 et est membre d'office du comité d'audit, du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise et du comité de la rémunération et des ressources humaines de la société. Il est également membre du comité de direction. Il a été coprésident du conseil de mai 2006 à décembre 2011. Depuis 1984, M. Abboud est président et chef de la direction de A. Robert Abboud and Company, société de placement privé, et travaille dans le secteur du pétrole et du gaz, le secteur bancaire et le secteur 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 incluant la Banque de Chine et une filiale du ministère des Affaires étrangères et du Commerce de Chine. M. Abboud a été membre du conseil d'administration d'AMOCO ainsi que membre du conseil d'administration et du comité de la rémunération et président du comité d'audit d'AAR Corporation, d'Alberto-Culver Company, de 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 M. FRIEDLAND

M. Friedland est fondateur et coprésident-directeur du conseil de la société depuis mai 2008. En tant que cofondateur de la société, il est administrateur depuis février 1995. Auparavant, il a été vice-président du conseil de juin 1999 à mai 2008, président de mai 2008 à mai 2010 et chef de la direction de mai 2008 à décembre 2011. M. Friedland siège au comité de direction de la société depuis sa formation en octobre 2008 et en a été le président d'octobre 2008 à décembre 2011.

La contribution de M. Friedland au sein du conseil d'Ivanhoe Energy est importante à plusieurs niveaux, particulièrement pour sa grande expérience dans le domaine du financement de sociétés internationales, à titre de membre de la haute direction et d'administrateur de bon nombre de sociétés internationales axées sur les ressources naturelles, ainsi que pour ses antécédents éprouvés dans la découverte d'importants gisements minéraux au Canada, en Mongolie, en Afrique et ailleurs.

M. Friedland a fondé Ivanhoe Mines Ltd. (aujourd'hui Turquoise Hill Resources Ltd.) et en a été le président-directeur du conseil de mars 1994 à avril 2012, ainsi que le chef de la direction d'octobre 2010 à avril 2012. Il a également fondé Ivanplats Limited (aujourd'hui Ivanhoe Mines Ltd. (« Ivanhoe Mines »)), société ouverte qui fait actuellement progresser des projets miniers en Afrique et en République démocratique du Congo. Il est le président-directeur du conseil d'Ivanhoe Mines depuis novembre 2000 en plus d'en avoir été le président de juin 2003 à mai 2008.

M. Friedland a également fondé Ivanhoe Capital Corporation, dont il est le président du conseil depuis 1991 et le président depuis 1988. Ivanhoe Capital est une société fermée située à Singapour qui se spécialise dans la fourniture de capital de risque et de financement de projet pour les entreprises internationales, principalement celles qui exercent des activités dans les secteurs de l'énergie et des minéraux. Il a en outre été président du conseil de Potash One Inc., société ouverte canadienne, de mai 2009 à janvier 2011.

HOWARD R. BALLOCH

M. Balloch est administrateur de la société depuis janvier 2002. Il est le président du comité de la rémunération et des ressources humaines, et il est membre du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise, ainsi que du comité de direction. De janvier 2011 à mars 2013, il a été président du conseil de Canaccord Genuity Asia Limited, filiale asiatique de Financière Canaccord Inc., qui a fait l'acquisition de The Balloch Group en 2011, le cabinet de conseil financier fondé par M. Balloch en 2001. M. Balloch est un diplomate canadien d'expérience et il a été, entre 1996 et 2001, ambassadeur du Canada auprès de la République populaire de Chine, de la Mongolie et de la République populaire démocratique de Corée, à la fin d'une carrière de 25 ans au ministère des Affaires étrangères et du Commerce international et du Bureau du Conseil privé du gouvernement du Canada. M. Balloch est vice-président du conseil du Conseil d'affaires Canada-Chine, après y avoir occupé le poste de président entre 2001 et 2006. Il détient 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 par la suite poursuivi ses études à l'Université de Toronto et à la Fondation nationale des 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, de même que de ses connaissances et de son expérience en matière de gouvernance de sociétés ouvertes.

CARLOS A. CABRERA

M. Cabrera est administrateur de la société depuis mai 2010 et a été nommé président-directeur du conseil de la société en décembre 2011. Il est président du comité de direction et a siégé au comité d'audit, au comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise et au comité de la rémunération et des ressources humaines de mai 2010 à décembre 2011. Il a été président du conseil (janvier 2009 à juillet 2009), ainsi que président et chef de la direction (décembre 2006 à janvier 2009) d'UOP LLC, une société de Honeywell. Au cours de ses 35 années de carrière auprès d'UOP, il a occupé

plusieurs postes de direction et dans le domaine de la technologie, notamment : vice-président principal du raffinage et des produits pétrochimiques; vice-président principal de la technologie de système et de l'équipement; et vice-président du développement d'entreprise et des nouvelles entreprises. M. Cabrera a été président et chef de la direction du National Institute of Clean and Low Carbon Energy (NICE), filiale en propriété exclusive de Shenhua Group, dont le siège est à Beijing, en Chine, de décembre 2009 à novembre 2011. Depuis juin 2010, il est administrateur de GEVO, Inc., société de biotechnologie dont les titres sont négociés en bourse, et est membre de son comité des mises en candidature et de la gouvernance et de son comité d'audit. En janvier 2012, il s'est joint au conseil d'administration du Gas Technology Institute, institut de recherche établi aux États-Unis et organisme de développement et de formation au service des marchés de l'énergie et de l'environnement. Il est également membre du conseil de direction de Big West Oil LLC, société pétrolière fermée des États-Unis, depuis décembre 2011 et est un membre distingué du World Energy Consultancy Firm FACTS. M. Cabrera siège au conseil consultatif international du Booth School of Business de l'Université de Chicago. Au cours de ses 36 années de carrière dans le secteur du raffinage et de la pétrochimie, M. Cabrera s'est vu accorder sept brevets américains, a rédigé de nombreuses publications et a fréquemment participé à des comités d'experts du secteur à titre d'expert reconnu des secteurs technique et commercial. M. Cabrera est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique de l'Université du Kentucky et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université de Chicago. M. Cabrera apporte à notre conseil une vaste expérience dans le raffinage du pétrole, le traitement des gaz et la production pétrochimique, ainsi que dans le développement du commerce international et la gestion de la haute direction.

BRIAN F. DOWNEY

M. Downey s'est joint au conseil d'administration et a été nommé président du comité d'audit en juillet 2005. M. Downey est également membre du comité de la rémunération et des ressources humaines. Il a siégé au comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise d'avril 2009 à avril 2013. M. Downey est président de Downey & Associates Management Inc., une société de portefeuille immobilier, depuis juillet 1986 et est conseiller financier de Lending Solutions, Inc., centre d'appels situé aux États-Unis qui offre tous les services de prêts et dont les clients sont principalement des institutions financières américaines et canadiennes, depuis janvier 2002. 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 la Centrale des caisses de crédit du Canada, l'association professionnelle nationale et le 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 en matière de finances et de comptabilité. M. Downey est l'« expert financier du comité d'audit » de la société, au sens attribué à l'expression « audit committee financial expert » dans la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée.

ROBERT G. GRAHAM

M. Graham est administrateur de la société depuis avril 2005 et a été chef de la technologie d'avril 2007 à septembre 2007. M. Graham a cofondé Ensyn et a en été membre du conseil, en plus d'avoir occupé plusieurs postes de haut dirigeant au sein d'Ensyn et de ses sociétés remplacées à partir de 1984, 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. M. Graham se consacre 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 œuvre des activités commerciales de RTP^{MC} 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, M. Graham a entrepris l'application de la technologie commerciale RTP^{MC} dans le secteur pétrolier. M. Graham a obtenu un baccalauréat ès sciences et un baccalauréat ès sciences avec distinction de l'Université Carleton, ainsi qu'une maîtrise en ingénierie et un doctorat en génie chimique de l'Université Western Ontario. M. Graham apporte une expertise et une expérience uniques à notre conseil en tant que créateur de la technologie HTL^{MD}, scientifique et homme d'affaires possédant une grande expérience du secteur de la technologie.

PETER G. 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 a été vice-président du conseil d'Ivanhoe Mines Ltd. (aujourd'hui Turquoise Hill Resources Ltd.) de mai 2006 à avril 2012, et chef des finances d'Ivanhoe Mines Ltd. de mai 2004 à mai 2006, ainsi que de juin 1999 à novembre 2001. Il a également été président du conseil de SouthGobi Resources Ltd. d'octobre 2009 à septembre 2012 et en avait été auparavant le chef de la direction de juin 2007 à octobre 2009. M. Meredith a également été chef des finances d'Ivanhoe Capital Corporation de juin 2001 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'au moment de sa retraite 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'Institut des comptables agréés de l'Ontario et de l'Ordre des

comptables agréés du Québec. 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, 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, connaissance qui découle du rôle important qu'il a joué dans des rôles de direction au sein de la société et d'autres entreprises de l'industrie des ressources exerçant leurs activités dans des régions similaires depuis 1996.

ALEXANDER A. MOLYNEUX

M. Molyneux est administrateur de la société depuis mai 2010. M. Molyneux est président-directeur du conseil de Celsius Coal Limited (ASX : CLA) depuis décembre 2012 et remplaçant désigné du président du conseil de Blumont Group Ltd. (SIN : BLUM) depuis octobre 2013. Il est également administrateur indépendant de Goldrock Mines Corp. (TSX : GRM), société minière de mise en valeur et d'exploration, depuis décembre 2012. Il a été président (d'avril 2009 à septembre 2012), chef de la direction (d'octobre 2009 à septembre 2012) et administrateur (d'octobre 2009 à septembre 2012) de SouthGobi Resources Ltd. (TSX : SGQ; HK : 1878). M. Molyneux a occupé le poste de directeur des services bancaires d'investissement dans le secteur minier pour Citigroup, où il a mis sur pied des services bancaires d'investissement de pointe dans le secteur minier en Asie. Au cours de sa carrière auprès de Citigroup et d'UBS, il a agi à titre de conseiller dans le cadre d'appels publics à l'épargne, de fusions et d'acquisitions et de placements d'obligations et de titres d'emprunt dans le secteur des ressources naturelles totalisant plusieurs milliards de dollars. M. Molyneux est titulaire d'un baccalauréat en économie de l'Université Monash, en Australie. M. Molyneux a été choisi pour agir en tant qu'administrateur au sein de notre conseil pour sa vaste expérience dans les secteurs des marchés boursiers internationaux, du financement des entreprises et des services bancaires d'investissement en Asie et ailleurs dans le monde, ainsi que pour son expérience dans le secteur des ressources naturelles en Chine et en Mongolie.

ROBERT A. PIRAGLIA

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 président du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise et membre du comité d'audit. M. Pirraglia est ingénieur et avocat, et il possède plus de 30 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 Group, Inc. depuis 1996 et a également été chef de l'exploitation de cette société de septembre 1998 à avril 2005. Il est membre du conseil d'administration d'Ensyn Corporation depuis juin 2005 et il en a été le chef de l'exploitation et le vice-président d'avril 2005 à octobre 2007 ainsi que le vice-président directeur d'octobre 2007 à juin 2011. Depuis juin 2011, il est le président d'Ensyn Corporation. M. Pirraglia est membre du comité de gestion d'Envergent Technologies LLC, société de Honeywell qui est le fruit d'une coentreprise entre Ensyn Corporation et UOP, LLC, depuis octobre 2007, et il siège au conseil de F&E Technologies, LLC, coentreprise entre Ensyn Corporation et Fibria Celulose, S.A. En plus d'être le fondateur et l'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 obtenu 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 la gestion de projets, de même qu'une expérience en matière de gouvernance en tant qu'administrateur de sociétés ouvertes.

GERALD D. SCHIEFELBEIN

M. Schiefelbein est chef des finances de la société depuis novembre 2009 et vice-président principal, Finances depuis septembre 2012. Il compte 26 années d'expérience en finances dans le secteur pétrolier et gazier international, expérience acquise dans divers emplois en Amérique du Nord, en Europe et au Moyen-Orient au sein de BP Group et d'Amoco. Tout juste avant de se joindre à la société, M. Schiefelbein a été chef des finances de la division Approvisionnement et négociation intégrés de BP plc, société établie à Chicago, de septembre 2007 à février 2009. Il y dirigeait le service des finances pour les activités d'approvisionnement et de négociation de produits pétroliers et de pétrole brut de BP dans les Amériques. Avant d'être nommé chef des finances de BP plc, Approvisionnement et négociation intégrés, il a été contrôleur de février 2006 à septembre 2007.

M. Schiefelbein a une expérience considérable en finance et en contrôle de la chaîne d'exploration et de production, notamment en ce qui concerne les enchères d'exploration, les activités de production, les raffineries de gaz, les pipelines et les opérations d'approvisionnement et de négociation. En outre, il a une vaste expérience dans les fusions de sociétés et d'opérations.

GREG G. PHANEUF

M. Phaneuf a été nommé vice-président principal, Expansion de l'entreprise et secrétaire en septembre 2012. Auparavant, il a été vice-président directeur, Expansion de l'entreprise de la société de mars 2011 à septembre 2012 et vice-président

principal, Expansion de l'entreprise de septembre 2010 à mars 2011. M. Phaneuf est responsable de l'approche et de l'exécution générale des projets de mise en valeur existants de la société, mais aussi de la recherche de nouvelles initiatives visant l'expansion de l'entreprise. Il dirige également le service de relations avec les investisseurs et des communications et il est le porte-parole clé auprès de la communauté financière.

M. Phaneuf compte 22 années d'expérience connexe, notamment comme vice-président, Expansion de l'entreprise, auprès de The Churchill Corporation de septembre 2009 à septembre 2010, où il a dirigé une acquisition d'entreprise de l'ordre de 390 millions de dollars, le financement concomitant par actions et par débentures convertibles de 200 millions de dollars ainsi que la conclusion d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable de 200 millions de dollars.

Avant de se joindre à Churchill, il a été vice-président et chef des finances de Seven Generations Energy, société fermée de ressources et de développement énergétiques, et, de septembre 2004 à octobre 2007, il a été trésorier de Western Oil Sands Inc., où il a activement participé aux opérations de financement, aux activités de fusion et acquisition et aux fonctions de gestion du risque de cette société. M. Phaneuf était membre à part entière de l'équipe chargée de la négociation dans le cadre du dessaisissement de 7 milliards de dollars de Western Oil Sands à Marathon Corporation en 2007.

MICHAEL A. SILVERMAN

M. Silverman a été nommé vice-président principal, Technologie en aval en septembre 2012 et il est chef de la technologie de la société depuis septembre 2007. Auparavant, il a été vice-président directeur, Technologie de septembre 2007 à septembre 2012. De mai 2007 à septembre 2007, il a été vice-président, Technologie. Depuis qu'il s'est joint à la société en 2007, M. Silverman a été responsable de tous les aspects techniques du procédé de valorisation exclusif de la société, soit la technologie HTL^{MD}. Ces responsabilités comprennent les relations avec les grandes firmes d'ingénieurs dans la conception des installations commerciales HTL^{MD}, le développement de la technologie et la gestion de la propriété intellectuelle.

M. Silverman compte près de 30 années d'expérience en développement et gestion de la technologie, notamment la commercialisation de nouvelles technologies, et il est un expert de premier plan en procédés de craquage catalytique fluide. 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 Kellogg, Brown and Root, aujourd'hui KBR, Inc.

Avant de se joindre à KBR, il a été directeur du développement de la technologie chez Stone & Webster, Inc., où il a géré tous les aspects du développement de la technologie en matière de raffinage, notamment plusieurs technologies de craquage catalytique fluide et de valorisation du pétrole lourd. Ses expériences précédentes comprennent également la gestion du craquage catalytique fluide pour Tenneco Oil Company et un poste de professeur adjoint en chimie à l'Université Rutgers.

EDWIN J. VEITH

M. Veith est vice-président principal, Projets canadiens depuis septembre 2012. Auparavant, il a été vice-président directeur, Activités en amont de septembre 2007 à septembre 2012. M. Veith a également été vice-président, Technologie HTL^{MD} d'Ivanhoe Energy (USA) Inc. de novembre 2005 à juin 2009.

M. Veith compte plus de 31 années d'expérience dans le secteur pétrolier, plus particulièrement en technique de récupération du pétrole lourd. Avant de se joindre à la société en 2001, il travaillait pour Aera Energy, coentreprise californienne de Shell et d'ExxonMobil, où il avait la responsabilité de la mise en valeur du pétrole lourd et des activités dans les importants champs Belridge et Cymric en Californie. Il a géré des projets de mise en valeur de puits thermiques horizontaux et verticaux au moyen de techniques de gestion de réservoirs à la fine pointe et il a utilisé des méthodes avancées de visualisation de réservoirs en trois dimensions pour intégrer des ensembles de données complexes. Il a planifié de nouvelles expansions de projets et a approfondi des scénarios de nouvelles mises en valeur au moyen de simulations de réservoirs et de modélisations économiques avancées. M. Veith a précédemment travaillé pour Insight Energy, LLC, Bechtel et Williams Brothers. À titre de président d'Insight Energy, LLC, M. Veith a évalué d'importants champs pétroliers aux fins d'acquisition et de coentreprises.

JOSEPH D. KUHASH

M. Kuhach a été nommé vice-président principal, Technologie en amont et intégration en septembre 2012. M. Kuhach est responsable de la technologie en amont et assure un leadership stratégique dans l'évaluation et la mise en valeur des actifs de la société. Il compte 27 années d'expérience dans le secteur de l'énergie, principalement en récupération et en valorisation de pétrole lourd. M. Kuhach a été vice-président, Ingénierie, activités en amont et intégration de la société d'août 2008 à septembre 2012. Avant de se joindre à la société en 2005, M. Kuhach a travaillé 20 ans auprès de Shell et de ses filiales dans des postes d'ingénierie et de direction. À titre de directeur des technologies, il a supervisé les efforts de

récupération du pétrole lourd des plus importants actifs thermiques de Shell, notamment les champs Belridge, Cymric, McKittrick et Lost Hills. Pendant ces années à Shell, il a joué un rôle clé dans les progrès réalisés au chapitre de la mise en œuvre des applications de la récupération thermique dans les puits horizontaux. Il a dirigé les travaux de conception et de mise en œuvre du premier vrai projet de puits thermique horizontal de Shell. M. Kuhach a publié de nombreux articles et il est l'ancien éditeur technique de la revue *Reservoir Evaluation and Engineering* de la Society of Petroleum Engineering (« SPE »).

MARLENE A. DUFF

Mme Duff est vice-présidente principale, Ressources humaines depuis septembre 2012. Auparavant, elle a été vice-présidente, Ressources humaines d'octobre 2008 à septembre 2012. Mme Duff est responsable de la stratégie en matière de ressources humaines, de dotation, de rémunération et d'avantages sociaux, de conception organisationnelle, de gestion des talents et de services administratifs en ressources humaines pour l'ensemble de la société.

Avant d'entrer au service d'Ivanhoe en 2008, Mme Duff a occupé des postes en gestion des ressources humaines pour des services de champs pétroliers, des banques, ainsi que des sociétés nationales et internationales de produits chimiques et d'énergie et de pétrole. Comptant plus de 30 années d'expérience, Mme Duff est responsable des stratégies en matière de ressources humaines axées sur une culture de pratiques et d'environnements de travail exemplaires ainsi que de la révision à grande échelle des programmes de ressources humaines pour le rendement de la direction, la planification des ressources, la promotion du leadership et l'amélioration des processus d'affaires.

WILLIAM E. PARRY

M. Parry est entré au service de la société en tant que vice-président principal et chef du contentieux en avril 2013. À ce titre, il est responsable de toutes les activités juridiques de la société.

Il a acquis une expérience diversifiée en s'occupant des affaires juridiques de plusieurs entreprises du secteur des produits chimiques et de l'énergie en Amérique du Nord et à l'échelle internationale. Plus précisément, M. Parry possède une vaste expérience du droit commercial, notamment en ce qui touche les acquisitions et les dessaisissements, le transfert de technologie et la gestion de programmes de brevet. De plus, il a déjà dirigé un service juridique. Il a été vice-président et chef du contentieux de Nalco Chemical Company de 1995 à 2001 et avocat général adjoint d'UOP de 1988 à 1993. Il possède également une expérience du monde des affaires, notamment comme directeur de l'expansion commerciale et de la planification des activités d'UOP en lien avec les agents catalytiques et adsorbants et comme président de Nalco Industrial Outsourcing de 1993 à 1995. M. Parry a également agi en qualité de consultant juridique auprès du National Institute of Clean and Low-Carbon Energy à Beijing.

M. Parry a obtenu un diplôme en génie chimique de l'Université de Notre Dame et un J.D. de la Duquesne University's School of Law. Il est habilité à pratiquer le droit en Illinois, en Pennsylvanie et devant le Patent and Trademark Office des États-Unis.

SANTIAGO PÁSTOR MORRIS

M. Pástor Morris est vice-président principal de la société ainsi que président et directeur général de la filiale en propriété exclusive de la société, Ivanhoe Energy Ecuador Inc., depuis septembre 2012. Auparavant, il a été vice-président, Exploitation d'Ivanhoe Energy Ecuador de mai 2010 à septembre 2012.

M. Pástor Morris a été directeur de l'exploitation de Petrobras Energia Ecuador de janvier 2005 à mai 2010. Il compte plus de 25 années d'expérience dans la conception en amont, la construction et l'exploitation dans le secteur pétrolier et gazier international. Son expertise l'a mené à l'extérieur de l'Amérique latine, soit aux États-Unis et en Europe, alors qu'il travaillait pour des sociétés comme Texaco, Petroecuador, Oryx Energy Company, Kerr McGee Equador Energy Corporation, Perenco Energy Ecuador et Petrobras Energia Ecuador.

AUTRES POSTES D'ADMINISTRATEURS AU SEIN DE SOCIÉTÉS OUVERTES

Le tableau qui suit présente des renseignements concernant les postes d'administrateurs détenus par nos administrateurs au sein de sociétés ouvertes et de fonds commun de placement agréés au cours des cinq dernières années.

Administrateur	Société	Dates
Robert Friedland	Ivanhoe Mines Ltd. (anciennement Ivanplats Limited)	De novembre 2000 à aujourd'hui
	Ivanhoe Mines Ltd. (aujourd'hui Turquoise Hill Resources Ltd.)	De mars 1994 à avril 2012
	Potash One Inc.	De mai 2009 à janvier 2011
	Ivanhoe Australia Ltd. (aujourd'hui Inova Resources Limited)	De novembre 2007 à avril 2012
Carlos A. Cabrera	GEVO, Inc.	De juin 2010 à aujourd'hui
Howard Balloch	Methanex Corporation	D'avril 2004 à aujourd'hui
	Ivanhoe Mines Ltd. (aujourd'hui Turquoise Hill Resources Ltd.)	De mars 2005 à juillet 2011
	Financière Canaccord Inc.	De janvier 2011 à juin 2011
	Tiens Biotech Group USA Inc.	De mai 2006 à mars 2010
Peter Meredith	Ivanhoe Mines Ltd. (anciennement Ivanplats Limited)	De mai 1998 à aujourd'hui
	Great Canadian Gaming Corporation	De juin 2000 à aujourd'hui
	Peregrine Diamonds Ltd.	De mars 2013 à aujourd'hui
	Trevali Mining Corporation	De juillet 2013 à aujourd'hui
	Kaizen Discovery Inc.	De décembre 2013 à aujourd'hui
	Entrée Gold Inc.	De novembre 2004 à juillet 2013
	Turquoise Hill Resources Ltd. (anciennement Ivanhoe Mines Ltd.)	De mars 2005 à mai 2013
	SouthGobi Resources Ltd.	D'août 2003 à septembre 2012
	Ivanhoe Australia Ltd (aujourd'hui Inova Resources Limited)	De novembre 2006 à avril 2012
Alexander Molyneux	Blumont Mining Group	D'octobre 2013 à aujourd'hui
	Celsius Coal Limited	De décembre 2012 à aujourd'hui
	Goldrock Mines Corp.	De décembre 2012 à aujourd'hui
	SouthGobi Resources Ltd.	D'octobre 2009 à septembre 2012

COMITÉS DU CONSEIL

Comme l'exigent la *Loi sur les sociétés par actions* (Yukon) et l'article 3(a)(58)(A) de la loi intitulée *Exchange Act*, notre conseil d'administration a mis en place un comité d'audit permanent distinct. Les membres du comité d'audit sont MM. Brian F. Downey (président du comité), Alex A. Molyneux et Robert A. Pirraglia. Le conseil a déterminé que M. Downey, l'un de nos administrateurs indépendants actuels, est l'expert financier du comité d'audit. Nous sommes d'avis que son expérience professionnelle à titre de comptable en management accrédité ainsi que sa vaste expérience à des postes de direction dans les domaines de la finance et des affaires qualifient M. Downey à titre d'expert financier du comité d'audit.

Nous avons également mis sur pied un comité de la rémunération et des ressources humaines, un comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise et un comité de direction. Les membres actuels du comité de la rémunération et des ressources humaines sont MM. Howard R. Balloch (président du comité), Brian F. Downey et Robert G. Graham. Les membres actuels du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise sont MM. Robert A. Pirraglia (président du comité), Alex A. Molyneux et Howard R. Balloch.

M. A. Robert Abboud, administrateur en chef indépendant, est membre d'office du comité d'audit, du comité de mises en candidature et de la gouvernance d'entreprise ainsi que du comité de la rémunération et des ressources humaines.

Les membres actuels du comité de direction sont MM. Carlos A. Cabrera (président du comité), Robert M. Friedland, A. Robert Abboud, Howard R. Balloch et Peter G. Meredith.

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. Notre code de conduite et de déontologie 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. Le code de conduite et de déontologie a été modifié en novembre 2007 pour tenir compte de l'adoption par notre société d'une politique de dénonciation et pour mettre à jour notre procédure interne de divulgation des questions touchant le code.

On peut obtenir sans frais un exemplaire de notre code de conduite et de déontologie en envoyant une demande à Ivanhoe Energy Inc., Suite 654-999 Canada Place, Vancouver (Colombie-Britannique), Canada V6C 3E1, à l'attention de la secrétaire générale, ou en téléphonant 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 ACVM), qui, nous le croyons, traitent des exigences des rubriques 6.B et 6.E.2 du formulaire 20-F et exigent plus de renseignements détaillés que ces dernières.

ANALYSE DE LA RÉMUNÉRATION

Résumé

- L'objectif du programme de rémunération de la société à l'intention des membres de la haute direction est de fournir des avantages incitatifs en vue de recruter, de motiver et de maintenir en poste des membres de la haute direction compétents et chevronnés, de s'assurer que leurs intérêts sont harmonisés avec ceux des actionnaires et de leur offrir une rémunération équitable, transparente et justifiable.
- Le conseil, par l'intermédiaire de son comité de la rémunération et des ressources humaines (le « comité de la rémunération »), a à cœur de présenter son programme de rémunération de façon transparente.
- Les trois principaux éléments qui composent le programme de rémunération sont le salaire de base, la prime de rendement et les avantages incitatifs à long terme.
- Le salaire des membres de la haute direction est ciblé à la médiane du marché alors que la rémunération globale, comprenant le salaire, la prime de rendement incitative et les avantages incitatifs à long terme, est ciblée au soixante-quinzième percentile du marché.
- La rémunération incitative globale est attribuée en fonction des objectifs d'entreprise et des objectifs de rendement individuel.
- Les avantages à long terme sont composés d'options d'achat d'actions incitatives et d'unités d'actions subalternes.
- En 2013, M. Friedland, fondateur et coprésident directeur du conseil, a volontairement renoncé au salaire qui lui est versé pour son poste de dirigeant de la société et n'a pas participé au programme de rémunération à l'intention des membres de la direction. Bien que M. Friedland puisse continuer de bénéficier de la rémunération incitative, telle qu'elle est établie de temps à autre par le comité de la rémunération et le conseil, il n'a pas reçu une telle rémunération en 2013.

En 2013, les personnes ayant agi à titre de chef de la direction et de chef des finances ainsi que les trois autres membres de la haute direction les mieux rémunérés à la fin de 2013 (les « membres de la haute direction visés ») étaient :

Membre de la haute direction visé	Poste occupé
Carlos A Cabrera	Président-directeur du conseil
Gerald D. Schiefelbein	Vice-président principal, Finances et chef des finances
Santiago Pástor Morris	Vice-président principal, président et directeur général pour l'Équateur
Edwin J. Veith	Vice-président principal, Projets canadiens
Joseph D. Kuhach	Vice-président principal, Technologie en amont et intégration

Comité de la rémunération

Le programme de rémunération de la haute direction de la société est géré par le comité de la rémunération. Les responsabilités du comité de la rémunération sont notamment les suivantes :

- examiner et approuver les objectifs d'entreprise à l'égard de la rémunération du principal membre de la haute direction, évaluer son rendement et fixer sa fourchette de rémunération;
- examiner le caractère adéquat et la forme de rémunération et des avantages sociaux de tous les membres de la haute direction et des administrateurs et faire des recommandations au conseil à cet égard;
- gérer les régimes de rémunération incitative et les régimes à base d'actions de la société et faire des recommandations au conseil à cet égard;
- examiner le programme de rémunération de la société et les objectifs et les cibles de rendement précises qui ont été fixés pour établir les primes incitatives à court et à long terme;
- recommander au conseil l'évaluation de rendement du principal membre de la haute direction qui tient compte des objectifs annuels du principal membre de la haute direction, tels qu'ils sont établis par le conseil, et communiquer au conseil les commentaires que le comité a reçus des autres membres du conseil au sujet de la performance du principal membre de la haute direction;
- déterminer les destinataires des attributions fondées sur des actions et des primes octroyées à l'occasion, ainsi que la nature et la taille de celles-ci.

Mandats parallèles des membres du comité de la rémunération et participation des initiés

Tous les membres du comité de la rémunération sont des administrateurs indépendants. Les membres du comité se sont réunis cinq fois en 2013 et deux fois au cours du premier trimestre de 2014. Toutes les réunions du comité sont documentées sous forme de procès-verbal. Le comité est composé des membres ci-après, qui ont tous de l'expérience en matière de rémunération :

- M. Howard Balloch est président du comité de la rémunération de la société depuis 2004. Il a été président du comité des mises en candidature et de la gouvernance de 2003 à 2012. M. Balloch a également siégé aux comités de la rémunération d'Ivanhoe Mines Ltd. (aujourd'hui Turquoise Hill Resources Ltd.) et de Methanex Corporation. Jusqu'en mars 2013, il était président du conseil de Canaccord Genuity Asia Limited, entreprise de services bancaires d'investissement de style « boutique » qui fournit des services de consultation financière, et présidait son comité de la rémunération (niveau de direction). Dans le cadre de ces divers rôles, M. Balloch a été fréquemment en contact avec des conseillers en rémunération concernant des questions relatives à la rémunération des membres de la haute direction et des administrateurs.
- M. Brian Downey est membre du comité de la rémunération depuis mai 2006. Il a été président et chef de la direction de La Centrale des caisses de crédit du Canada de 1986 à 1995 et chef de la direction de Lending Solutions, Inc. de novembre 1995 à janvier 2002. Au cours de sa carrière dans le secteur des services financiers, M. Downey a acquis beaucoup d'expérience en matière de rémunération de la haute direction.
- M. Robert Graham a été nommé au comité de la rémunération en avril 2013. Il a été président du conseil et chef de la direction d'Ensyn Corporation et de ses sociétés remplacées depuis 1984. C'est un spécialiste réputé au Canada dans son domaine du génie appliqué (conversion thermique rapide) et il se consacre 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}. En tant que président du conseil et chef de la direction d'Ensyn, M. Graham a eu souvent à traiter de questions liées à la rémunération des membres de la haute direction et des administrateurs avec des employés d'Ensyn, des conseillers externes en matière de rémunération et des professionnels des ressources humaines.
- M. A. Robert Abboud est membre d'office du comité de la rémunération depuis avril 2013, ayant précédemment siégé à ce comité d'avril 2012 à avril 2013 et de mai 2008 à mai 2010. La carrière de M. Abboud s'étend sur plus de 55 ans et il possède une vaste expérience en haute direction, notamment en matière de rémunération, compte tenu des postes de chef de la direction et de chef de l'exploitation qu'il a occupés auprès de sociétés ouvertes et du fait qu'il a siégé à des comités de rémunération de plusieurs sociétés ouvertes et organismes sans but lucratif.

Dans l'élaboration des politiques touchant les salaires de base, les avantages sociaux, les primes incitatives annuelles et les avantages incitatifs à long terme, le comité de la rémunération tient compte des recommandations de la direction. Le comité de la rémunération peut demander des conseils en matière de rémunération à des consultants externes, lorsqu'il le juge approprié. Lorsque le comité de la rémunération le juge nécessaire ou souhaitable, il peut retenir, aux frais de la société, les services de consultants ou de conseillers chargés de l'assister ou de le conseiller sur toute question se rapportant à son mandat. Seul le comité a l'autorité de retenir les services de tels consultants ou conseillers, et de mettre fin à leurs services.

Au cours du deuxième trimestre de 2010, le comité de la rémunération a retenu les services de la firme de consultation Mercer Canada limitée (« Mercer ») pour entreprendre un examen complet de la rémunération de la haute direction pour les postes de haute direction ainsi que d'autres postes de direction, y compris la création d'un groupe de comparaison pour aider la société à établir les volets de son régime de rémunération en tenant compte de celui adopté par ses pairs (l'« étude Mercer »). Aucun consultant externe n'a été embauché au cours de 2013, bien que la société consulte certaines études de marché sur les normes du marché de la rémunération et y participe, dont le sondage Mercer Total Compensation Survey for Energy Sector, publié en août chaque année, qui établit les fourchettes de récompenses à titre de référence générale du secteur au Canada (l'« étude de marché annuelle de Mercer »). En 2013, aucune rémunération n'a été versée aux consultants en rémunération, à l'exception des frais nominaux engagés pour participer aux études de marché, y compris l'étude de marché annuelle de Mercer.

Philosophie et objectifs de la rémunération et des avantages sociaux

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 d'Ivanhoe à court terme et à long terme;
- s'assurer que les intérêts des membres de la haute direction d'Ivanhoe et ceux des actionnaires de la société sont harmonisés;
- s'assurer qu'Ivanhoe est en mesure 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 pétrolier et gazier;
- reconnaître que le succès de la mise en place de la stratégie d'entreprise d'Ivanhoe 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 justifiable.

En outre, la société s'efforce de suivre des principes directeurs afin d'être rentable et concurrentielle, de promouvoir l'équité à l'interne, de représenter la valeur du poste, mais aussi la valeur de la personne, d'établir un rapport entre les décisions en matière de rémunération et les résultats, et de réagir aux facteurs locaux tout en tenant compte des perspectives mondiales.

Les membres de la haute direction visés et les administrateurs ne sont pas autorisés à acheter des instruments financiers, y compris, pour plus de certitude, des contrats à terme de gré à gré variables prépayés, des swaps d'actions, des tunnels ou des parts de fonds cotés, conçus pour couvrir ou compenser une diminution de la valeur marchande des titres de capitaux propres attribués comme rémunération ou qui sont détenus, directement ou indirectement, par le membre de la haute direction visé ou l'administrateur conformément à la politique de communication de l'information, de confidentialité et de négociation de titres de la société.

Comment la société prend-elle ses 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 la philosophie en matière de rémunération d'Ivanhoe et le rendement de la société et de chacun des membres de la haute direction.

Chaque année, le comité de la rémunération examine la rémunération en numéraire, les primes annuelles liées au rendement, les attributions incitatives à long terme 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.

En règle générale, les décisions à l'égard des rajustements apportés au salaire de base sont prises au cours du premier trimestre d'un nouvel exercice. Dans le cours normal des affaires, des objectifs fixés pour la société et certains objectifs individuels en fonction desquels les primes de rendement sont, en partie, versées pour un exercice sont établis au début de l'exercice, et les décisions concernant les primes et les attributions incitatives réelles sont examinées pendant le premier trimestre suivant la fin de l'exercice, ces primes et attributions étant attribuées dès que possible par la suite. 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 formule au conseil ses recommandations en matière de rémunération globale en vue de son approbation du salaire de base, des primes et des avantages incitatifs.

Sans tenir compte de l'adoption d'une méthode plus formelle suivant l'élaboration du régime de rémunération de 2010 de la société, inspiré de l'étude Mercer, le comité de la rémunération et le conseil bénéficient d'une grande marge d'appréciation dans le cadre des décisions prises en matière de rémunération, surtout pour déterminer si les critères de rendement au sens large et de rendement individuel dans l'ensemble ont été satisfaits avant de fixer le pourcentage de la prime cible et de la rémunération incitative à long terme attribué en fin de compte selon le cadre établi pour les primes. Le comité de la rémunération et le conseil conservent également une certaine latitude dans les attributions effectuées en matière de rémunération en dehors du cadre du régime de rémunération lorsque les circonstances justifient de telles attributions.

Dans le cadre de la conception et de la mise en œuvre de la politique en matière de rémunération de la société, le comité de la rémunération et le conseil évaluent régulièrement, dans le cadre de leurs délibérations respectives, les risques associés aux politiques et aux pratiques de la société. La structure de la rémunération incitative à l'intention des membres de la direction a été conçue de façon à ne pas mettre l'accent sur un seul paramètre, ce qui, de l'avis de la société, pourrait créer une distorsion, mais plutôt sur une combinaison d'objectifs d'entreprise et d'objectifs personnels, ainsi qu'à permettre une certaine appréciation à l'égard des attributions finales de manière à trouver un juste milieu entre les objectifs à long terme et à court terme et une vision subjective du rendement global. Les politiques sont conçues pour préserver les liquidités dans la mesure du possible, en donnant l'occasion aux membres de la direction de participer au potentiel de croissance de la société au moyen d'options d'achat d'actions et d'unités d'actions subalternes, lesquelles visent à refléter les rendements pour les actionnaires. La prise en considération du risque est également directement intégrée à la rémunération incitative en y incluant la conformité comme facteur important des objectifs d'entreprise donnant droit à des primes et à des attributions incitatives à long terme.

Groupe de comparaison

Le groupe de comparaison de la société aux fins de l'élaboration du programme de rémunération comprend des sociétés pétrolières et gazières qui exercent des activités à l'échelle internationale ainsi que des activités dans le secteur des sables bitumineux, et qui ont une capitalisation boursière semblable à la sienne. Le groupe de comparaison était composé de Pacific Rubiales Energy Corporation, de Black Pearl Resources Inc., de Niko Resources Ltd., de Connacher Oil & Gas Ltd., d'Athabasca Oil Sands Corporation, d'OPTI Canada Inc., de Petrobank Energy & Resources Ltd., de TransGlobe Energy Corporation, de Bankers Petroleum Ltd., d'Ithaca Energy Inc., de Gran Tierra Energy Inc., de Calvalley Petroleum Inc., de Paramount Resources Ltd., de Pan Orient Energy Corporation, de Southern Pacific Resources Corporation et de Transatlantic Petroleum Ltd. En ce qui concerne les décisions en matière de rémunération prises en 2013, ce groupe de comparaison n'a pas été pris en référence; une analyse comparative ayant plutôt été effectuée à la médiane (pour le salaire) et au soixante-quinzième percentile (pour la rémunération globale), en se fondant sur les données appropriées tirées de l'étude de marché annuelle de Mercer, rajustées en fonction de l'inflation.

Éléments composant la rémunération totale

En règle générale, le régime de rémunération offert par la société aux membres de la haute direction est composé d'un salaire de base, de primes annuelles liées au rendement 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 » et prendre la 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 prend également en considération la rémunération cumulative versée aux membres de la haute direction ainsi que l'équilibre interne et externe entre ceux-ci au sein de la société. À ce stade de son développement, la société évalue également la trésorerie et les équivalents de trésorerie 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 du poste;
- primes liées au rendement — attributions de primes annuelles, versées en numéraire, et reçues lorsque les principaux objectifs stratégiques et objectifs de projets à court terme de la société sont atteints;
- primes incitatives à long terme — attributions annuelles de primes incitatives en actions, sous forme d'une combinaison d'options d'achat d'actions et d'unités d'actions subalternes, en vue d'harmoniser les intérêts de la direction avec les objectifs à long terme de la société, de créer de la valeur pour les actionnaires et de fidéliser les principaux membres de la direction.

Salaire de base

Les salaires de base des membres de la haute direction de la société sont établis au moment de leur entrée en fonction 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 pour des personnes ayant des aptitudes comparables et pouvant exercer des fonctions semblables, la rémunération à laquelle une personne pourrait raisonnablement s'attendre d'un concurrent et la capacité de la société à verser cette rémunération.

Aux termes du programme de rémunération de la société et pour les années à suivre, les échelles salariales seront évaluées 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 le poste qu'il occupe, ses connaissances, ses compétences, son expérience pertinente et ses références. Les augmentations de salaire annuel sont données en fonction du rendement obtenu et de la position relative à l'intérieur du barème. Le comité de la rémunération tient également compte des risques liés à la fidélisation, des exigences relatives à la relève et des modifications apportées à la rémunération sur le marché lorsque vient le temps de fixer les salaires. Les salaires des membres de la haute direction sont généralement ciblés à la médiane des salaires établis, en 2013, en fonction des fourchettes pertinentes prévues dans l'étude de marché annuelle de Mercer.

Primes en numéraire liées au rendement

Le programme de primes annuelles a pour objectif de faire correspondre le rendement des employés de la société avec les principaux objectifs à court terme fixés dans le plan d'affaires annuel de la société. Le programme se sert du même système barémique qui est utilisé pour établir le salaire de base et qui sera également utilisé pour établir les objectifs de primes de chaque employé.

Aux termes du régime de rémunération pour l'année 2011 et pour les années suivantes, les primes en numéraire sont attribuées aux membres de la haute direction de la société et aux dirigeants non membres de la haute direction de la société en fonction du rendement de la société, de l'atteinte ou du dépassement des objectifs de rendement d'entreprise et individuels définis et de l'évaluation discrétionnaire du rendement du membre de la haute direction par le comité de la rémunération et le conseil. Pour les membres de la haute direction, les attributions de primes éventuelles peuvent représenter de 55 % à 75 % du salaire de base, multiplié par un facteur de réalisation pondéré de 0 % à 200 %.

Régime incitatif à long terme

La rémunération à base d'actions est attribuée aux membres de la haute direction et aux dirigeants de la société. Cette tranche incitative à long terme du salaire vise à fidéliser les employés clés sur une période à long terme et à concentrer les efforts de ces personnes sur le rendement pour les actionnaires et sur les objectifs généraux à long terme de l'entreprise. Pour permettre à la société de demeurer concurrentielle dans le secteur, les attributions à base d'actions sous forme d'options d'achat d'actions et d'unités d'actions subalternes sont utilisées pour bonifier l'enveloppe globale de rémunération.

La rémunération à base d'actions est calculée comme un pourcentage du salaire de base et elle peut être composée d'une combinaison d'options d'achat d'actions et d'unités d'actions subalternes. Cette combinaison est déterminée en fonction de l'échelle salariale. Plus le niveau du salaire est élevé, plus les attributions d'options d'achat d'actions « à risque » sont importantes.

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. De plus, le conseil d'administration utilise habituellement une formule d'acquisition qui est établie en fonction de l'expiration de délais. Les périodes d'exercice des options et les calendriers d'acquisition des options attribuées aux membres de la haute direction sont déterminés par le comité de la rémunération et le conseil d'administration.

Au cours de 2011, la société a mis sur pied un régime d'unités d'actions subalternes pour fournir une forme de rémunération fondée sur des actions qui est moins dilutive que les options, étant donné que le régime d'unités d'actions subalternes ne donne pas lieu à l'émission d'actions propres. Le régime d'unités d'actions subalternes est géré par le conseil, qui a le pouvoir de prendre des décisions sur l'attribution d'unités d'actions subalternes. Les attributions aux termes du régime d'unités d'actions subalternes sont composées d'unités d'actions subalternes qui, à leur acquisition, peuvent être réglées en espèces ou en actions ordinaires de la société achetées à la TSX par l'intermédiaire d'un fiduciaire. De façon générale, l'acquisition des unités d'actions subalternes s'échelonne sur trois ans, à savoir un tiers au premier anniversaire, un tiers au deuxième anniversaire et un tiers au troisième anniversaire de leur date d'attribution. À la date d'acquisition, les employés ont le droit de recevoir une action ordinaire pour chaque unité d'actions subalternes acquise. Plutôt que des actions

ordinaires, les employés peuvent obtenir un montant en espèces correspondant à la juste valeur au marché des actions ordinaires pouvant alors leur être remises. Les employés qui sont des contribuables dans des territoires à l'extérieur du Canada et les particuliers qui sont des fournisseurs de services non salariés peuvent uniquement recevoir un montant en espèces contre leurs unités d'actions subalternes acquises. Si un employé quitte volontairement son emploi auprès de la société, il perd toutes les unités d'actions subalternes non acquises aux termes des modalités du régime d'unités d'actions subalternes. En cas de cessation d'emploi sans motif valable, au sens attribué à ce terme dans le régime d'unités d'actions subalternes, toutes les unités d'actions subalternes non acquises sont annulées six mois après la date de cessation d'emploi. Toutefois; lorsqu'une telle cessation d'emploi sans motif valable survient dans les six mois suivant un changement de contrôle, toutes les unités d'actions subalternes non acquises deviennent acquises à la première des éventualités suivantes : la prochaine date d'acquisition pour les unités d'actions subalternes attribuées applicables ou le moment de prise d'effet d'une telle cessation d'emploi.

Bien que le comité de la rémunération et le conseil conservent une certaine latitude pour répartir la rémunération incitative à long terme entre les options d'achat d'actions et les unités d'actions subalternes, la pondération de la répartition ciblée pour les membres de la haute direction visés devrait généralement se situer entre 60 % et 80 % pour les options d'achat d'actions et entre 20 % et 40 % pour les unités d'actions subalternes pour une attribution donnée.

Les attributions incitatives à long terme octroyées aux termes du régime de rémunération sont accordées en fonction du rendement et de l'atteinte ou du dépassement des objectifs d'entreprise et de projets annuels fixés. Pour les membres de la haute direction visés, la valeur potentielle des attributions fondées sur des actions peut représenter de 160 % à 225 % du salaire de base, multiplié par un facteur de réalisation pondéré de 0 % à 200 %.

DÉCISIONS RELATIVES À LA RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

Rémunération sous forme de salaire

En 2014, le salaire de base du président-directeur du conseil est demeuré stable à 606 100 \$.

M. Robert M. Friedland, fondateur et coprésident-directeur du conseil, a volontairement renoncé au salaire qui lui est versé en espèces par la société.

En 2014, les salaires de base de tous les autres membres de la haute direction visés ont été augmentés selon un budget global de 3,8 %. Les rajustements au salaire de base de chaque membre de la haute direction visé ont été fixés selon des données en matière de rémunération générées à l'externe et tirées de l'industrie pétrolière et gazière canadienne ainsi que des notes de rendement individuel recommandées par le président-directeur du conseil au comité de la rémunération.

Attributions au titre de la rémunération incitative à court et à long terme versées en 2014 relativement au rendement de 2013

Le tableau ci-après présente la valeur de la prime (rémunération incitative à court terme) et de la rémunération incitative à long terme versées au cours de 2014 relativement au rendement de 2013 à chacun des membres de la haute direction visés qui ont reçu une telle rémunération en 2014.

Nom	Salaire de 2013 (\$)	Prime cible maximale (\$)	Rémunération incitative à long terme cible maximale (\$)	Pourcentage de la prime cible maximale attribué	Prime attribuée (\$)	Rémunération incitative à long terme attribuée ²⁾ (\$)
Carlos A. Cabrera	672 923	909 150	2 727 450	10,0 %	–	272 745 ³⁾
Gerald D. Schiefelbein ¹⁾	284 073	334 620	973 440	5,5 %	–	53 179 ⁴⁾
Santiago Pástor Morris	321 468	357 019	1 038 602	5,9 %	–	61 722 ⁵⁾
Edwin J. Veith	295 993	325 592	947 178	6,0 %	–	56 831 ⁶⁾
Joseph D. Kuhach	312 000	343 200	998 400	6,0 %	–	59 904 ⁷⁾

- 1) Les montants versés en dollars canadiens à M. Schiefelbein ont été convertis en monnaie américaine selon le taux de change moyen mensuel de la Banque du Canada pendant les périodes de paie.
- 2) La valeur des options d'achat d'actions attribuées correspond à la juste valeur estimative à la date d'attribution, calculée au moyen du modèle d'établissement des prix des options Black-Scholes, au moyen des hypothèses ci-après : une volatilité estimative correspondant à la volatilité historique des actions ordinaires de la société au cours de la période correspondant à la durée prévue de l'option, un taux de rendement des actions estimatif de 0 %, un taux de rendement sans risque correspondant au taux actuellement offert sur les obligations à coupon zéro du gouvernement fédéral dont la durée correspond à la durée prévue de l'option et une durée prévue qui correspond approximativement à la durée de l'option. La valeur des options d'achat d'actions dont le prix d'exercice est libellé en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada à la date d'attribution, par exemple 1,00 \$ CA pour 0,910 \$ US le 17 février 2014. La valeur des unités d'actions subalternes attribuées correspond à la juste valeur estimative à la date d'attribution, calculée selon la formule suivante : le nombre d'unités d'actions subalternes attribuées, multiplié par le cours moyen pondéré des actions ordinaires de la société au cours des cinq jours de bourse précédant immédiatement la date d'attribution, converti en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada à la date d'attribution.
- 3) Composé de 87 982 unités d'actions subalternes qui sont acquises à raison de un tiers les 17 février 2015, 2016 et 2017, et d'options visant l'achat de 436 392 actions ordinaires pouvant être exercées au prix de 0,68 \$ CA, expirant le 17 février 2021 et étant acquises à raison de 25 % les 17 février 2015, 2016, 2017 et 2018.
- 4) Composé de 34 357 unités d'actions subalternes qui sont acquises à raison de un tiers les 17 février 2015, 2016 et 2017, et d'options visant l'achat de 64 896 actions ordinaires pouvant être exercées au prix de 0,68 \$ CA, expirant le 17 février 2021 et étant acquises à raison de 25 % les 17 février 2015, 2016, 2017 et 2018.
- 5) Composé de 39 821 unités d'actions subalternes qui sont acquises à raison de un tiers les 17 février 2015, 2016 et 2017, et d'options visant l'achat de 74 066 actions ordinaires pouvant être exercées au prix de 0,68 \$ CA, expirant le 17 février 2021 et étant acquises à raison de 25 % les 17 février 2015, 2016, 2017 et 2018.
- 6) Composé de 36 665 unités d'actions subalternes qui sont acquises à raison de un tiers les 17 février 2015, 2016 et 2017, et d'options visant l'achat de 68 197 actions ordinaires pouvant être exercées au prix de 0,68 \$ CA, expirant le 17 février 2021 et étant acquises à raison de 25 % les 17 février 2015, 2016, 2017 et 2018.
- 7) Composé de 38 648 unités d'actions subalternes qui sont acquises à raison de un tiers les 17 février 2015, 2016 et 2017, et d'options visant l'achat de 71 885 actions ordinaires pouvant être exercées au prix de 0,68 \$ CA, expirant le 17 février 2021 et étant acquises à raison de 25 % les 17 février 2015, 2016, 2017 et 2018.

Le tableau ci-après présente les objectifs de rendement d'entreprise pour 2013 qui s'appliquent aux membres de la haute direction visés qui reçoivent une rémunération incitative annuelle. Ces objectifs de rendement ont été fixés au début de l'exercice et comprenaient des éléments comme l'obtention d'un financement suffisant pour respecter les engagements de l'entreprise et refinancer les réserves de fonds de roulement, l'avancement de la commercialisation de la technologie HTL^{MD}, l'atteinte des cibles de croissance au chapitre des réserves et du cours des actions, et l'obtention d'un bon dossier d'entreprise en matière de santé et de sécurité en plus du maintien d'un dossier environnemental sans faille. La principale pondération des objectifs d'entreprise (environ 40 %) a été fixée en fonction de l'atteinte de certains objectifs financiers, les autres objectifs d'entreprise ayant des pondérations se situant entre 5 % et 20 %. En raison de l'importante pondération attribuée aux objectifs financiers qui ont été surpassés, les objectifs d'entreprise nets ont été fixés à 20 % de la cible maximale de 2013.

Objectifs de rendement d'entreprise (rendement de 2013)	Résultats en matière de rendement
Financement : Objectif atteint : fonds suffisants pour couvrir les dépenses en immobilisations, les dépenses d'exploitation ainsi que les frais généraux et administratifs prévus pour les exercices subséquents et/ou d'autres initiatives en matière de financement de projet. Objectif dépassé : fonds suffisants pour couvrir 200 % des dépenses en immobilisations, des dépenses d'exploitation ainsi que des frais généraux et administratifs prévus pour les exercices subséquents et/ou d'autres initiatives en matière de financement de projet.	Non atteint
Croissance des réserves : Objectif atteint : réserves augmentées de 3 % Objectif dépassé : réserves augmentées de 6 %	Non atteint
Production et flux de trésorerie : Objectif atteint : augmentation de la production tirée des participations directes de 258 % Objectif dépassé : augmentation de la production tirée des participations directes de 517 %	Non atteint
Commercialisation de la technologie HTL ^{MD} : Conclure des ententes pour constituer des partenariats avec des tiers	Non atteint
Plus-value des actions : Objectif atteint : augmentation du cours de 50 % Objectif dépassé : augmentation du cours de 100 %	Non atteint
Environnement : Objectif atteint : moins de 2 accidents déclarés Objectif dépassé : aucun accident déclaré ou consigné	Dépassé
Sécurité : Objectif atteint : taux de fréquence des accidents déclarés de la société comparable à la moyenne de l'industrie Objectif dépassé : aucun incident avec perte de temps ni aucun incident déclaré	Dépassé

À titre de président-directeur du conseil, le rendement de M. Cabrera est évalué en fonction des objectifs d'entreprise et est également fondé sur une évaluation discrétionnaire de son rendement global au travail.

Dans le cas des autres membres de la haute direction visés, l'évaluation était basée à 60 % sur les objectifs d'entreprise et à 40 % sur les objectifs de rendement de chacun de ces membres de la haute direction, ainsi que sur une évaluation discrétionnaire de leur rendement global au travail.

M. Schiefelbein est évalué sur ses réalisations personnelles en ce qui concerne la présentation de rapports à l'externe, la fiscalité, la conformité réglementaire et la gestion des systèmes d'information.

M. Pástor Morris est évalué sur l'atteinte de ses objectifs personnels, qui sont en grande partie liés à la poursuite de la mise en valeur du projet Pungarayacu, ainsi que sur sa contribution à la mise en valeur future des projets en Amérique latine.

M. Veith est évalué sur l'atteinte de ses objectifs personnels, qui sont en grande partie liés à la poursuite de la mise en valeur du projet Tamarack, ainsi que sur ses contributions aux activités de financement d'entreprise de la société.

M. Kuhach est évalué sur l'atteinte de ses objectifs personnels, qui sont principalement liés à la réussite de la création des centres d'excellence, ainsi que sur sa contribution à la mise en valeur du projet Tamarack.

Compte tenu de la situation financière de la société et sur la recommandation du comité de la rémunération, le conseil d'administration n'a autorisé aucune prime en numéraire pour les membres de la haute direction visés en 2013, peu importe si ceux-ci avaient un rendement individuel pouvant justifier une telle prime.

Pour 2013, le comité de la rémunération et le conseil ont autorisé l'attribution d'une rémunération incitative à long terme à tous les membres de la haute direction visés en fonction de l'atteinte d'un rendement d'entreprise de 20 %, lequel est pondéré à 100 % pour le président-directeur du conseil et à 60 % pour tous les autres membres de la haute direction visés. Ainsi, le montant final des attributions a correspondu à 12 % de la rémunération incitative à long terme potentielle des membres de la haute direction visés et à 20 % de celle du président-directeur du conseil.

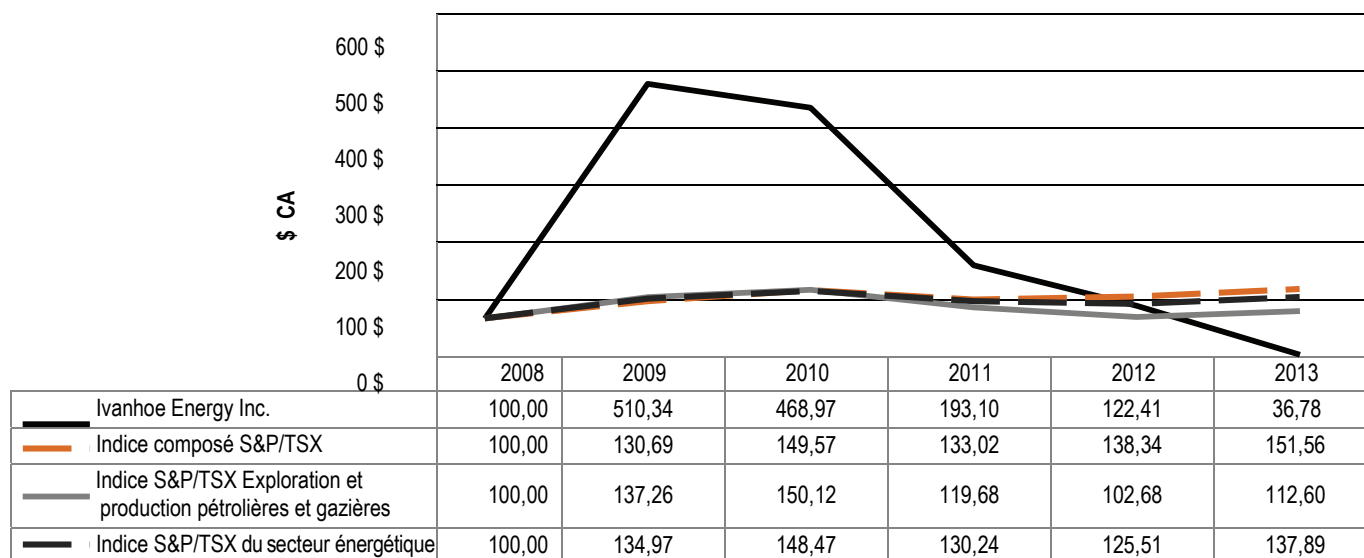
Autre forme de rémunération

Les employés d'Ivanhoe Energy Holdings Inc. peuvent participer au régime 401(k) d'Ivanhoe, régime à cotisations déterminées qui comprend des cotisations de l'employé et de la société. Veuillez également vous reporter à la rubrique « Régime de retraite » ci-dessous. En 2013, M. Veith a reçu une somme de 23 000 \$ en vue de contribuer à son régime de retraite 401(k) ainsi qu'une allocation de redressement pour expatrié de 128 529 \$. En 2013, M. Kuhach a reçu une somme de 23 000 \$ en vue de contribuer à son régime de retraite 401(k) ainsi qu'une allocation de redressement pour expatrié de 144 000 \$. En 2013, M. Cabrera a reçu une somme de 23 000 \$ en vue de contribuer à son régime de retraite 401(k). En 2013, M. Pástor Morris a reçu une prestation de 49 752 \$ attribuée à la valeur d'un contrat de location au titre d'un véhicule de la société. En outre, M. Pástor Morris a touché un règlement en espèces de 85 715 \$ en contrepartie d'allocations au titre de l'épargne-retraite et de la formation.

Tous les membres de la haute direction visés participent aux régimes d'assurance offerts à tous les employés pour l'année civile, y compris l'assurance-vie collective, l'assurance en cas de décès ou de mutilation par accident, l'assurance accident de voyage d'affaires et l'assurance complémentaire pour soins médicaux lors de voyages d'affaires.

Graphique sur la performance

Le graphique ci-après compare les variations d'un placement de 100 \$ CA dans les actions ordinaires d'Ivanhoe au cours des cinq dernières années à l'indice composé S&P/TSX, à l'indice S&P/TSX Exploration et production pétrolières et gazières, et à l'indice S&P/TSX du secteur énergétique au 31 décembre 2013. Du 22 mars 2010 au 9 décembre 2011, les actions ordinaires de la société faisaient partie de l'indice composé S&P/TSX.



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 précisément au rendement lié au cours des actions ordinaires de la société, ni à celui lié à l'indice composé S&P/TSX, particulièrement depuis 2008. La rémunération globale des membres de la haute direction visés a augmenté au cours de la période.

Attributions fondées sur des options

Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'approche adoptée par la société relativement aux attributions fondées sur des options, veuillez vous reporter à la rubrique « Plans incitatifs à long terme » de l'Analyse de la rémunération.

En 2013, la société a effectué des attributions fondées sur des 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 ».

TABLEAU DE LA RÉMUNÉRATION

Le tableau qui figure ci-après présente la rémunération gagnée par les particuliers qui ont agi à titre de membres de la haute direction visés de la société. Les membres de la haute direction visés de la société peuvent changer d'une année à l'autre en raison des modifications apportées à la rémunération annuelle de nos membres de la haute direction.

Nom et poste principal	Exercice	Rémunération en vertu d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions – Attributions						
		Salaire 1) (\$)	Attributions fondées sur des actions 2) (\$)	Attributions fondées sur des options 3) (\$)	annuelles 4) (\$)	Valeur du régime de retraite (\$)	Autre rémunération (\$)	Rémunération totale (\$)
Carlos A. Cabrera Président-directeur du conseil	2013	672 923	54 549	218 196	–	23 000	–	968 668
	2012	611 378	628 687	1 535 221	750 000	22 500	–	3 547 786
	2011 ⁵⁾	27 237	–	421 316	–	–	99 870 ⁶⁾	548 423
Gerald D. Schiefelbein Vice-président principal, Finances et chef des finances	2013	284 073	21 272	31 907	–	–	4 360	341 612
	2012	297 347	188 276	286 232	167 027	–	918	939 800
	2011	287 567	110 717 ⁹⁾	166 075 ⁹⁾	95 148	–	–	659 507
Santiago Pastor Morris Vice-président principal, président et directeur général, Équateur	2013	321 468	24 689	37 033	–	–	135 467	518 657
	2012	305 427	204 150	310 363	83 567	–	87 280	990 787
	2011	289 297	321 742	172 728	14 494	–	76 477	874 738
Edwin J. Veith Vice-président principal, Projets canadiens	2013	295 993	22 732	34 098	–	23 000	133 767 ⁷⁾	509 590
	2012	283 032	188 877	287 144	167 559	22 500	160 896	1 110 008
	2011	274 176	97 387 ⁹⁾	146 081 ⁹⁾	83 692	20 400	71 654	693 390
Joseph D. Kuhach Vice-président principal, Technologie en amont et intégration	2013	312 000	23 962	35 942	–	23 000	149 238 ⁸⁾	544 142
	2012	266 333	198 505	373 419	176 101	22 500	213 143	1 250 001
	2011	239 208	157 691	110 150	75 000	22 500	127 532	732 081

- 1) Les montants versés en dollars canadiens à M. Schiefelbein ont été convertis en monnaie américaine selon le taux de change de clôture moyen mensuel de la Banque du Canada au cours des périodes de paie.
- 2) La valeur des unités d'actions subalternes attribuées correspond à la juste valeur estimative à la date d'attribution, qui est calculée comme le nombre d'actions subalternes attribuées, multiplié par le cours moyen pondéré des actions ordinaires de la société pour les cinq jours de bourse précédant immédiatement la date d'attribution et converti en dollars américains selon le taux de change de la Banque du Canada à la date d'attribution.
- 3) La valeur des options d'achat d'actions attribuées correspond à la juste valeur estimative à la date d'attribution, qui est calculée au moyen du modèle d'établissement des prix des options Black-Scholes selon les hypothèses ci-après : une volatilité estimative correspondant à la volatilité historique des actions ordinaires de la société au cours de la période correspondant à la durée prévue de l'option, un taux de rendement des actions estimatif de 0 \$, un taux de rendement sans risque correspondant au taux actuellement offert sur les obligations à coupon zéro du gouvernement fédéral dont la durée correspond à la durée prévue de l'option et à une durée prévue qui correspond approximativement à la durée de l'option. La valeur des options d'achat d'actions dont le prix d'exercice est libellé en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada à la date d'attribution.
- 4) Les primes en espèces à l'égard du rendement de l'exercice sont attribuées l'année suivante, mais sont inscrites pour l'exercice à l'égard duquel elles sont attribuées. Les primes en espèces versées à M. Schiefelbein ont été converties en monnaie américaine selon le taux de change de clôture moyen mensuel de la Banque du Canada au cours de la période de paie.
- 5) M. Cabrera a été nommé président-directeur du conseil, avec prise d'effet le 12 décembre 2011, et a été employé pendant environ un demi-mois en 2011.
- 6) M. Cabrera est également un administrateur de la société. Conformément aux politiques de la société à l'égard des administrateurs qui sont également membres de la direction, M. Cabrera n'a touché aucune rémunération de la société pour avoir agi à titre d'administrateur par suite de sa nomination au poste de président-directeur du conseil. Avant sa nomination, M. Cabrera a touché des attributions fondées sur des options d'une valeur de 91 323 \$ et une rémunération de 99 870 \$ pour son rôle d'administrateur en 2011.
- 7) M. Veith a touché une allocation de redressement pour expatrié de 133 767 \$ en 2013. Le montant de l'impôt sur le revenu devant être payé par Ivanhoe relativement à la rémunération de 2013 de M. Veith est estimé à 165 516 \$.
- 8) M. Kuhach a touché une allocation de redressement pour expatrié de 149 238 \$ en 2013. Le montant de l'impôt sur le revenu devant être payé par Ivanhoe relativement à la rémunération de 2013 de M. Kuhach est estimé à 204 841 \$.
- 9) Les valeurs des attributions fondées sur des actions et des attributions fondées sur des options ont été publiées dans notre formulaire 10-K de 2011 sous « Autre rémunération » comme la valeur estimative de la rémunération devant être attribuée au moyen d'une attribution d'options d'achat d'actions et/ou d'unités d'actions subalternes plus tard en 2011.

ATTRIBUTIONS EN VERTU D'UN RÉGIME INCITATIF

Pour évaluer les options d'achat d'actions attribuées aux membres de la haute direction visés de la société, nous utilisons le modèle d'établissement du prix des options Black-Scholes. La valeur réelle réalisée à l'exercice d'options peut être supérieure ou inférieure selon le cours des actions ordinaires de la société au moment de l'exercice.

Attributions fondées sur des options en cours au 31 décembre 2013

Nom	Attributions d'options				Attributions fondées sur des actions	
	Titres sous-jacents aux options non exercées ³⁾	Prix d'exercice des options ³⁾	Date d'expiration des options	Valeur totale des options non exercées ¹⁾	Unités d'actions subalternes dont les droits n'ont pas été acquis ³⁾	Valeur marchande des unités d'actions subalternes dont les droits n'ont pas été acquis (\$ US) ²⁾
	(n ^{bre})	(\$)		(\$ US)	(n ^{bre})	
Carlos A. Cabrera	983 447	2,22	21 février 2020	–	173 742	104 545
Président-directeur du conseil	216 667	2,76	16 décembre 2018	–		
	66 667	6,00	28 juillet 2017	–		
	33 333	7,89	18 mai 2017	–		
	16 667	7,95	28 avril 2018	–		
Gerald D. Schiefelbein	183 357	2,22	21 février 2020	–	118 233	71 144
Vice-président principal, Finances et chef des finances	80 889	2,94	26 mars 2019	–		
	42 898	7,95	24 mai 2018	–		
	43 333	6,84	28 octobre 2017	–		
	66 667	7,53	1 ^{er} octobre 2016	–		
Santiago Pástor Morris	198 815	2,22	21 février 2020	–	130 592	78 581
Vice-président principal, président et directeur général, Équateur	49 595	2,94	26 mars 2019	–		
	6 944	7,95	24 mai 2018	–		
	33 334	6,84	28 octobre 2017	–		
	26 667	9,78	29 avril 2017	–		
Edwin J. Veith	183 941	2,22	21 février 2020	–	114 399	68 837
Vice-président principal, Projets canadiens	71 608	2,94	26 mars 2019	–		
	43 333	6,84	28 octobre 2017	–		
	35 150	7,95	24 mai 2018	–		
	50 000	6,66	17 septembre 2014	–		
Joseph D. Kuhach	193 319	2,22	21 février 2020	–	132 707	79 854
Vice-président principal, Technologie en amont et intégration	66 667	1,68	25 septembre 2019	–		
	50 937	2,94	26 mars 2019	–		
	26 667	6,84	28 octobre 2017	–		
	17 361	7,95	24 mai 2018	–		
	26 667	6,66	17 septembre 2014	–		

- 1) Calculée comme étant la différence entre le cours de clôture des actions ordinaires de la société au 31 décembre 2013 et le prix d'exercice des options, multipliée par le nombre d'options non exercées. La valeur des options ayant un prix d'exercice en dollars américains est calculée au moyen du cours de clôture au NASDAQ de 0,62 \$ l'action ordinaire. La valeur des options ayant un prix d'exercice en dollars canadiens est calculée au moyen du cours de clôture à la TSX de 0,64 \$ CA l'action ordinaire et est convertie en dollars américains selon le taux de change de la Banque du Canada à la clôture le 31 décembre 2013. Lorsque le prix d'exercice excède la valeur marchande par action ordinaire, la valeur est de zéro.
- 2) Calculée, au 31 décembre 2013, comme étant le cours de clôture des actions ordinaires de la société, multiplié par le nombre d'unités d'actions subalternes non exercées et converti en dollars américains selon le taux de change de la Banque du Canada à la clôture le 31 décembre 2013.
- 3) Le 22 avril 2013, la société a procédé à un regroupement, à raison de trois pour une, de ses actions ordinaires, ce qui a donné lieu à des rajustements proportionnels des options d'achat d'actions et des unités d'actions subalternes en circulation.

Attributions en vertu d'un régime incitatif – valeur acquise en 2013

Nom	Attributions fondées sur des options – Valeur à l'acquisition des droits au cours de l'exercice ¹⁾ (\$ US)	Attributions fondées sur des actions – Valeur à l'acquisition des droits au cours de l'exercice ²⁾ (\$ US)
Carlos A. Cabrera	–	–
Gerald D. Schiefelbein	–	11 857
Santiago Pástor Morris	–	11 867
Edwin J. Veith	–	10 996
Joseph D. Kuhach	–	10 634

- 1) Calculée comme étant la différence entre le cours de clôture des actions ordinaires de la société à la date d'acquisition et le prix d'exercice des options, multipliée par le nombre d'options acquises au cours de l'exercice. La valeur des options ayant un prix d'exercice libellé en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada à la date d'acquisition. Lorsque le prix d'exercice excède la valeur marchande par action ordinaire, la valeur est de zéro.
- 2) Calculée comme étant le cours de clôture des actions ordinaires de la société au 31 décembre 2013, multiplié par le nombre d'unités d'actions subalternes acquises et converti en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada le 31 décembre 2013.

RÉGIME DE RETRAITE

Les employés d'Ivanhoe Energy Holdings Inc. (les « employés ») peuvent participer au régime 401(k) d'Ivanhoe (le « régime »). Le régime est un régime à cotisations déterminées auquel cotisent l'employé et la société. Les employés peuvent cotiser jusqu'au montant maximum établi par l'Internal Revenue Code, et la société peut décider d'effectuer des contributions de contrepartie discrétionnaires annuelles et des contributions avec participation aux bénéfices. Les cotisations des employés sont immédiatement acquises et les contributions de la société sont acquises après deux années de service. Les décisions en matière de placement sont prises par l'employé en fonction de diverses options de placement.

Le tableau ci-après présente la valeur des avoirs de retraite accumulés aux termes du régime de MM. Cabrera, Kuhach et Veith. Il n'y a eu aucune disposition en matière de gains préférentiels ou supérieurs au marché.

Nom	Valeur accumulée au 1 ^{er} janvier 2013 (\$)	Éléments rémunératoires ¹⁾ (\$)	Éléments non rémunératoires ²⁾ (\$)	Valeur accumulée au 31 décembre 2013 (\$)
Carlos A. Cabrera	22 550	34 922	34 922	92 394
Edwin J. Veith	325 781	33 229	35 297	394 307
Joseph D. Kuhach	295 123	50 164	52 342	397 629

- 1) Représentent les cotisations, les distributions et les revenus de l'employeur.
- 2) Représentent les cotisations, les distributions et les revenus de l'employé.

INDEMNITÉS EN CAS DE CESSATION DES FONCTIONS ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

La société a conclu des contrats d'emploi écrits avec MM. Cabrera, Schiefelbein, Pástor Morris, Kuhach et Veith. En cas de licenciement motivé ou de démission volontaire, les contrats d'emploi ne prévoient pas le versement de paiements, de montants ou d'indemnités supplémentaires; par conséquent, ils ont été exclus de l'analyse suivante. Les avantages accessoires et les autres avantages personnels totalisant moins de 50 000 \$ ont également été omis.

Les paiements supplémentaires estimatifs sont fondés sur le salaire annuel de chacun au 31 décembre 2013. Tout montant payable en dollars canadiens a été converti en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada au 31 décembre 2013. Les options d'achat d'actions non exercées ont été évaluées au moyen du cours de clôture au 31 décembre 2013 des actions ordinaires de la société et les options d'achat d'actions ayant un prix d'exercice en dollars canadiens ont été converties en dollars américains en utilisant le taux de change de clôture de la Banque du Canada au 31 décembre 2013. Les unités d'actions subalternes non exercées ont été évaluées selon le cours de clôture au 31 décembre 2013 des actions ordinaires de la société, multiplié par le nombre d'unités d'actions subalternes non exercées et converties en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada au 31 décembre 2013.

Carlos A. Cabrera

Le contrat d'emploi de M. Cabrera prévoit ce qui suit :

- a) en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options d'achat d'actions non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et demeurent généralement exerçables pendant six mois;
- b) en cas de résiliation de son contrat d'emploi par la société dans les douze mois suivant un changement de contrôle, la société doit lui verser un montant forfaitaire correspondant à deux fois la somme i) du salaire actuel de M. Cabrera et ii) de la moyenne des deux primes liées au rendement annuelles globales les plus élevées que la société a versées à M. Cabrera pendant les deux exercices terminés au cours desquels M. Cabrera était au service de la société, qui ont précédé la date de cessation d'emploi. Toutes les options d'achat d'actions seront acquises immédiatement et demeureront généralement exerçables pendant six mois;
- c) M. Cabrera est lié par une clause de non-concurrence en vigueur jusqu'au jour tombant douze mois après la cessation de son emploi actif ou jusqu'à la date à laquelle il cesse de recevoir quelque rémunération que ce soit aux termes de son contrat d'emploi, selon la plus tardive de ces deux éventualités;
- d) M. Cabrera est lié par une clause de non-sollicitation en vigueur pour les douze mois suivant la cessation de son emploi actif;
- e) M. Cabrera est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Cabrera dans les scénarios susmentionnés :

a) un paiement forfaitaire de 606 100 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 173 742 unités d'actions subalternes évaluées à 104 545 \$ et des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$; et b) un paiement forfaitaire de 1 212 200 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 173 742 unités d'actions subalternes évaluées à 104 545 \$ et des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$.

Gerald D. Schiefelbein

Le contrat d'emploi de M. Schiefelbein prévoit ce qui suit :

- a) en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options d'achat d'actions non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et demeurent exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée), faire en sorte que la totalité des unités d'actions subalternes non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et remettre ces unités d'actions subalternes qui ont été acquises ou qui sont réputées acquises à M. Schiefelbein;
- b) en cas de i) résiliation de son contrat d'emploi par la société, sauf dans le cas d'un licenciement motivé ou en raison d'invalidité; ou ii) démission motivée, dans chaque cas, dans les douze mois suivant un changement de contrôle, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité des options d'achat d'actions acquises puissent être exercées dans les douze prochains mois (sous réserve d'une expiration anticipée) et faire en sorte que toutes les unités d'actions subalternes acquises ou non à la date de cessation soient réputées acquises et livrables à M. Schiefelbein. Si la cessation mentionnée au point i) se produit immédiatement après un changement de contrôle, la totalité des options d'achat d'actions non acquises détenues par M. Schiefelbein deviendront immédiatement acquises et demeureront exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée);
- c) à l'occurrence des points a) ou b) ci-dessus, si les critères pour obtenir une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon aux termes de son contrat d'emploi sont satisfaits (que ce soit avant la date de cessation ou après celle-ci, mais avant la date où ces critères devaient être satisfaits), M. Schiefelbein aura droit à la prime correspondante en vigueur à la date à laquelle l'étape jalon applicable a été franchie;
- d) M. Schiefelbein est lié par une clause de non-concurrence en vigueur jusqu'au jour tombant douze mois après la cessation de son emploi actif ou jusqu'à la date à laquelle il cesse de recevoir quelque rémunération que ce soit aux termes de son contrat d'emploi, selon la plus tardive de ces deux éventualités;
- e) M. Schiefelbein est lié par une clause de non-sollicitation en vigueur pour les douze mois suivant la cessation de son emploi actif;
- f) M. Schiefelbein est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Schiefelbein dans les scénarios susmentionnés : a) un paiement forfaitaire de 316 318 \$ CA, l'acquisition anticipée et la livraison de 118 233 unités d'actions subalternes évaluées à 71 144 \$ et des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$; et b) un paiement forfaitaire de 316 318 \$ CA, l'acquisition anticipée et la livraison de 118 233 unités d'actions subalternes évaluées à 71 144 \$ et, dans l'hypothèse d'une cessation d'emploi survenant immédiatement après un changement de contrôle, des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$. En plus des paiements qui précèdent aux termes des scénarios a) et b), et dans l'hypothèse où tous les critères applicables du scénario c) sont satisfaits, M. Schiefelbein aurait droit à une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon d'un montant maximum de 174 002 \$ CA, soit 55 % de son salaire de base.

Santiago Pástor Morris

Le contrat d'emploi de M. Pástor Morris prévoit ce qui suit :

- a) en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options d'achat d'actions non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et demeurent exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée), faire en sorte que la totalité des unités d'actions subalternes non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et remettre ces unités d'actions subalternes qui ont été acquises ou qui sont réputées acquises à M. Pástor Morris;
- b) en cas de i) résiliation de son contrat d'emploi par la société, sauf dans le cas d'un licenciement motivé ou en raison d'invalidité; ou ii) démission motivée, dans chaque cas, dans les douze mois suivant un changement de contrôle, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité des options d'achat d'actions acquises puissent être exercées dans les douze prochains mois (sous réserve d'une expiration anticipée) et faire en sorte que toutes les unités d'actions subalternes acquises ou non à la date de cessation soient réputées acquises et livrables à M. Pástor Morris. Si la cessation mentionnée au point i) se produit immédiatement après un changement de contrôle, la totalité des options d'achat d'actions non acquises détenues par M. Pástor Morris deviendront immédiatement acquises et demeureront exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée);
- c) à l'occurrence des points a) ou b) ci-dessus, si les critères pour obtenir une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon aux termes de son contrat d'emploi sont satisfaits (que ce soit avant la date de cessation ou après celle-ci, mais avant la date où ces critères devaient être satisfaits), M. Pástor Morris aura droit à la prime correspondante en vigueur à la date à laquelle l'étape jalon applicable a été franchie;
- d) M. Pástor Morris est lié par une clause de non-concurrence en vigueur jusqu'au jour tombant douze mois après la cessation de son emploi actif ou jusqu'à la date à laquelle il cesse de recevoir quelque rémunération que ce soit aux termes de son contrat d'emploi, selon la plus tardive de ces deux éventualités;
- e) M. Pástor Morris est lié par une clause de non-sollicitation en vigueur pour les douze mois suivant la cessation de son emploi actif;
- f) M. Pástor Morris est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Pástor Morris dans les scénarios susmentionnés : a) un paiement forfaitaire de 332 719 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 130 592 unités d'actions subalternes évaluées à 78 581 \$ CA et des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$; et b) un paiement forfaitaire de 332 719 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 130 592 unités d'actions subalternes évaluées à 78 581 \$ et des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$. En plus des paiements qui précèdent aux termes des scénarios a) et b), et dans l'hypothèse où tous les critères applicables du scénario c) sont satisfaits, M. Pástor Morris aurait droit à une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon d'un montant maximum de 182 995 \$, soit 55 % de son salaire de base.

Edwin J. Veith

Le contrat d'emploi de M. Veith prévoit ce qui suit :

- a) en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options d'achat d'actions non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et demeurent exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée), faire en sorte que la totalité des unités d'actions subalternes non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et remettre ces unités d'actions subalternes qui ont été acquises ou qui sont réputées acquises à M. Veith;
- b) en cas de i) résiliation de son contrat d'emploi par la société, sauf dans le cas d'un licenciement motivé ou en raison d'invalidité; ou ii) démission motivée, dans chaque cas, dans les douze mois suivant un changement de contrôle, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité des options d'achat d'actions acquises puissent être exercées dans les douze prochains mois (sous réserve d'une expiration anticipée) et faire en sorte que toutes les unités d'actions subalternes acquises ou non à la date de cessation soient réputées acquises et livrables à M. Veith. Si la cessation mentionnée au point i) se produit immédiatement après un changement de contrôle, la totalité des options d'achat d'actions non acquises détenues par M. Veith deviendront immédiatement acquises et demeureront exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée);
- c) à l'occurrence des points a) ou b) ci-dessus, si les critères pour obtenir une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon aux termes de son contrat d'emploi sont satisfaits (que ce soit avant la date de cessation ou après celle-ci, mais avant la date où ces critères devaient être satisfaits), M. Veith aura droit à la prime correspondante en vigueur à la date à laquelle l'étape jalon applicable a été franchie.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Veith dans les scénarios susmentionnés :

a) un paiement forfaitaire de 300 729 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 114 399 unités d'actions subalternes évaluées à 68 837 \$ et des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$; et b) un paiement forfaitaire de 300 729 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 114 399 unités d'actions subalternes évaluées à 68 837 \$ et, dans l'hypothèse d'une cessation d'emploi survenant immédiatement après un changement de contrôle, des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$. En plus des paiements qui précèdent aux termes des scénarios a) et b), et dans l'hypothèse où tous les critères applicables du scénario c) sont satisfaits, M. Veith aurait droit à une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon d'un montant maximum de 165 401 \$, soit 55 % de son salaire de base.

Joseph D. Kuhach

Le contrat d'emploi de M. Kuhach prévoit ce qui suit :

- a) en cas de licenciement non motivé ou de licenciement découlant d'une invalidité, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité de ses options d'achat d'actions non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et demeurent exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée), faire en sorte que la totalité des unités d'actions subalternes non acquises qui auraient autrement été acquises dans les douze mois suivants le soient immédiatement et remettre ces unités d'actions subalternes qui ont été acquises ou qui sont réputées acquises à M. Kuhach;
- b) en cas de i) résiliation de son contrat d'emploi par la société, sauf dans le cas d'un licenciement motivé ou en raison d'invalidité; ou ii) démission motivée, dans chaque cas, dans les douze mois suivant un changement de contrôle, la société doit lui verser douze mois de salaire sous la forme d'un montant forfaitaire, faire en sorte que la totalité des options d'achat d'actions acquises puissent être exercées dans les douze prochains mois (sous réserve d'une expiration anticipée) et faire en sorte que toutes les unités d'actions subalternes acquises ou non à la date de cessation soient réputées acquises et livrables à M. Kuhach. Si la cessation mentionnée au point i) se produit immédiatement après un changement de contrôle, la totalité des options d'achat d'actions non acquises détenues par M. Kuhach deviendront immédiatement acquises et demeureront exerçables pendant douze mois (sous réserve d'une expiration anticipée);
- c) à l'occurrence des points a) ou b) ci-dessus, si les critères pour obtenir une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon aux termes de son contrat d'emploi sont satisfaits (que ce soit avant la date de cessation ou après celle-ci, mais avant la date où ces critères devaient être satisfaits), M. Kuhach aura droit à la prime correspondante en vigueur à la date à laquelle l'étape jalon applicable a été franchie.

- d) M. Kuhach est lié par une clause de non-concurrence en vigueur jusqu'au jour tombant douze mois après la cessation de son emploi actif ou jusqu'à la date à laquelle il cesse de recevoir quelque rémunération que ce soit aux termes de son contrat d'emploi, selon la plus tardive de ces deux éventualités;
- e) M. Kuhach est lié par une clause de non-sollicitation en vigueur pour les douze mois suivant la cessation de son emploi actif;
- f) M. Kuhach est lié par une clause de confidentialité en vigueur pour les trois ans suivant la cessation de son emploi actif.

Voici une estimation des paiements supplémentaires qui seraient versés à M. Kuhach dans les scénarios susmentionnés : a) un paiement forfaitaire de 322 920 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 132 707 unités d'actions subalternes évaluées à 79 854 \$ et des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$; et b) un paiement forfaitaire de 322 920 \$, l'acquisition anticipée et la livraison de 132 707 unités d'actions subalternes évaluées à 79 854 \$ et, dans l'hypothèse d'une cessation d'emploi survenant immédiatement après un changement de contrôle, des options d'achat d'actions acquises de façon anticipée évaluées à 0 \$. En plus des paiements qui précèdent aux termes des scénarios a) et b), et dans l'hypothèse où tous les critères applicables du scénario c) sont satisfaits, M. Kuhach aurait droit à une prime liée à l'atteinte d'une étape jalon d'un montant maximum de 177 606 \$, soit 55 % de son salaire de base.

Régime d'unités d'actions subalternes

Si un membre de la haute direction visé fait l'objet d'une cessation de fonctions non motivée dans les six mois qui suivent un changement de contrôle, toutes ses unités d'actions subalternes non acquises deviendront acquises à la date d'acquisition originale ou au moment de la cessation d'emploi, selon la première de ces éventualités.

Nom	Valeur des unités d'actions subalternes au changement de contrôle (\$) ¹⁾
Carlos A. Cabrera	104 545
Gerald D. Schiefelbein	71 144
Santiago Pástor Morris	78 581
Edwin J. Veith	68 837
Joseph D. Kuhach	79 854

- 1) Calculée comme étant le cours de clôture des actions ordinaires de la société au 31 décembre 2013, multiplié par le nombre d'unités d'actions subalternes non exercées et converti en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada le 31 décembre 2013.

RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS

Chaque administrateur ne faisant pas partie de la direction, sauf M. Abboud, l'administrateur en chef indépendant, reçoit annuellement 40 000 \$ à titre d'administrateur de la société. M. Abboud, administrateur en chef indépendant, reçoit 80 000 \$ par année.

Jusqu'en mai 2012, les honoraires pour présidence de comité du conseil étaient de 5 000 \$ par an pour tous les comités sauf le comité d'audit, pour lequel le président recevait 10 000 \$ par an. En mai 2012, pour que ces honoraires soient mieux harmonisés avec les normes du secteur, les honoraires annuels pour présidence de comité ont été portés à 10 000 \$ par an et à 15 000 \$ par an pour le président du comité d'audit.

TABLEAU SUR LA RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS NE FAISANT PAS PARTIE DE LA DIRECTION

Les administrateurs ne faisant pas partie de la direction ont obtenu la rémunération suivante en 2013.

Nom	Honoraires gagnés (\$)	Attributions fondées sur des options ¹⁾ (\$ US)	Autres ²⁾ (\$)	Total (\$)
A. Robert Abboud	100 000	15 937	10 222	126 159
Howard R. Balloch	70 000	15 937	–	85 937
Brian F. Downey	76 000	15 937	3 313	95 250
Robert G. Graham	52 000	15 937	–	67 937
Peter G. Meredith	47 000	15 937	55 163	118 100
Alexander A. Molyneux	51 000	15 937	–	66 937
Robert A. Pirraglia	67 000	15 937	6 507	89 444

- 1) Valeur estimative des options d'achat d'actions à la date d'attribution, calculée au moyen du modèle d'établissement du prix des options Black-Scholes. Les principales hypothèses sont exposées à la note 17.1 afférente aux états financiers à la rubrique 8 du présent rapport annuel. La valeur des options d'achat d'actions dont le prix d'exercice est en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le taux de change de la Banque du Canada à la date d'attribution.
- 2) Les autres formes de rémunération représentent le paiement d'amendes, de pénalités, d'intérêts et d'impôts rétroactifs pour la période de 2005 à 2011 alors que la société ne se conformait pas entièrement à son obligation de fournir aux administrateurs des feuillets T4 – État de la rémunération payée aux fins de l'impôt canadien sur leurs revenus respectifs reçus en lien avec la prestation de services d'administrateurs au Canada de 2005 à 2011.

Attributions fondées sur des options en cours au 31 décembre 2013

Nom	Titres sous-jacents aux options non exercées ²⁾ (n ^{bre})	Prix d'exercice des options ²⁾ (\$ CA)	Date d'expiration des options	Valeur totale des options dans le cours non exercées ¹⁾ (\$ US)
A. Robert Abboud	16 667	1,26	13 mai 2020	—
	16 667	2,58	14 mai 2019	—
	16 667	7,95	28 avril 2018	—
	16 667	9,78	29 avril 2017	—
Howard R. Balloch	16 667	1,26	13 mai 2020	—
	16 667	2,58	14 mai 2019	—
	33 333	2,76	16 décembre 2018	—
	16 667	7,95	28 avril 2018	—
	16 667	9,78	29 avril 2017	—
	16 667	4,53	29 avril 2016	—
Brian F. Downey	16 667	1,26	13 mai 2020	—
	16 667	2,58	14 mai 2019	—
	16 667	7,95	28 avril 2018	—
	16 667	9,78	29 avril 2017	—
	16 667	4,53	29 avril 2016	—
Robert G. Graham	16 667	1,26	13 mai 2020	—
	16 667	2,58	14 mai 2019	—
	16 667	7,95	28 avril 2018	—
	16 667	9,78	29 avril 2017	—
	16 667	4,53	29 avril 2016	—
Peter G. Meredith	16 667	1,26	13 mai 2020	—
	16 667	2,58	14 mai 2019	—
	16 667	7,95	28 avril 2018	—
	16 667	9,78	29 avril 2017	—
	16 667	4,53	29 avril 2016	—
Alexander A. Molyneux	16 667	1,26	13 mai 2020	—
	16 667	2,58	14 mai 2019	—
	16 667	7,95	28 avril 2018	—
	33 333	7,89	18 mai 2017	—
	26 667	6,66	17 septembre 2014	—
Robert A. Pirraglia	16 667	1,26	13 mai 2020	—
	16 667	2,58	14 mai 2019	—
	16 667	7,95	28 avril 2018	—
	16 667	9,78	29 avril 2017	—
	16 667	4,53	29 avril 2016	—

1) Calculée comme étant la différence entre le cours de clôture des actions ordinaires de la société au 31 décembre 2013 et le prix d'exercice des options, multiplié par le nombre d'options non exercées. La valeur des options d'achat d'actions dont le prix d'exercice est en dollars canadiens a été calculée selon le cours de clôture à la TSX de 0,64 \$ CA par action ordinaire et convertie en dollars américains en utilisant le taux de change de clôture de la Banque du Canada au 31 décembre 2013. Lorsque le prix d'exercice excède la valeur marchande par action ordinaire, la valeur est de zéro.

2) Le 22 avril 2013, la société a procédé à un regroupement, à raison de trois pour une, de ses actions ordinaires, ce qui a donné lieu à des rajustements proportionnels des options d'achat d'actions et des unités d'actions subalternes en circulation.

Attributions en vertu d'un régime incitatif – valeur acquise en 2013

Nom	Attributions fondées sur des options – valeur acquise au cours de l'exercice ¹⁾ (\$ US)
A. Robert Abboud	–
Howard R. Balloch	–
Brian F. Downey	–
Robert G. Graham	–
Peter G. Meredith	–
Alexander A. Molyneux	–
Robert A. Pirraglia	–

- 1) Calculée comme étant la différence entre le cours de clôture des actions ordinaires de la société à la date d'acquisition et le prix d'exercice des options, multipliée par le nombre d'options acquises au cours de l'exercice. La valeur des options d'achat d'actions dont le prix d'exercice est en dollars canadiens a été convertie en dollars américains selon le taux de change de clôture de la Banque du Canada à la date d'acquisition. Lorsque le prix d'exercice excède la valeur marchande par action ordinaire, la valeur est de zéro.

RUBRIQUE 12 : PROPRIÉTÉ DE TITRES PAR CERTAINS VÉRITABLES PROPRIÉTAIRES ET PAR LA DIRECTION ET QUESTIONS CONNEXES AYANT TRAIT AUX ACTIONNAIRES

Les actions ordinaires d'Ivanhoe constituent sa seule catégorie d'actions comportant droit de vote. Le tableau suivant fait état de chaque personne ou groupe qui a la propriété effective (aux termes des règles de la SEC) de plus de 5 % de nos actions comportant droit de vote au 7 mars 2014. À l'exception de M. Friedland, l'information ci-après est basée uniquement sur les documents déposés conformément au règlement 13D de la Loi de 1934.

Nom et adresse du propriétaire véritable	Nombre d'actions sur lesquelles un droit de propriété effective est exercé ¹⁾	Pourcentage de la catégorie
Robert M. Friedland 150 Beach Road N° 25-03 The Gateway West Singapour 189720	20 215 852 ²⁾	17,46

- 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) Ce chiffre comprend 19 132 373 actions ordinaires émises et détenues indirectement par l'intermédiaire de Newstar Securities SRL (« Newstar »), de Premier Mines SRL et d'Evershine SRL, toutes des sociétés contrôlées par M. Friedland. Il comprend également 250 000 actions ordinaires non émises et devant l'être à l'exercice d'options d'achat d'actions, 694 444 actions ordinaires non émises et devant l'être à l'exercice de débentures convertibles détenues indirectement par l'intermédiaire de Newstar et 139 035 actions ordinaires détenues directement par M. Friedland.

PROPRIÉTÉ DE TITRES PAR LA DIRECTION

Le tableau suivant fait état du droit de propriété effective, aux termes des règles de la SEC, exercé sur nos actions ordinaires par chacun de nos administrateurs et de nos membres de la haute direction et par tous nos administrateurs et membres de la haute direction en tant que groupe, au 7 mars 2014.

Nom du propriétaire véritable	Montant et nature de la propriété effective ¹⁾ a)	Pourcentage de la catégorie b)	Options d'achat d'actions incitatives incluses dans a) c)
A. Robert Abboud	344 677	0,30	50 001
Robert M. Friedland ²⁾	20 215 852	17,46	250 000
Howard R. Balloch	114 882	0,10	83 335
Carlos A. Cabrera	581 973	0,50	470 862
Brian F. Downey	118 157	0,10	66 668
Robert G. Graham	1 515 576	1,32	66 668
Peter G. Meredith	89 088	0,08	66 668
Alexander A. Molyneux	133 254	0,12	93 334
Robert A. Pirraglia	181 978	0,16	66 668
Gerald D. Schiefelbein	257 399	0,22	206 899
Greg G. Phaneuf ³⁾	171 462	0,15	130 987
Michael A. Silverman	204 444	0,18	196 691
Edwin J. Veith	204 573	0,18	181 864
Joseph D. Kuhach	158 344	0,14	145 814
Marlene A. Duff ⁴⁾	151 855	0,13	114 384
Santiago Pástor Morris	129 641	0,11	129 641
William E. Parry	—	—	—
Tous les administrateurs et les membres de la direction en tant que groupe (17 personnes)	24 573 155	21,25	2 320 484

- 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) Ce chiffre comprend 19 132 373 actions ordinaires émises et détenues indirectement par l'intermédiaire de Newstar, de Premier Mines SRL et d'Evershine SRL, toutes des sociétés contrôlées par M. Friedland. Il comprend également 250 000 actions ordinaires non émises et devant l'être à l'exercice des options d'achat d'actions, 694 444 actions ordinaires non émises et devant l'être à l'exercice de débentures détenues indirectement par l'intermédiaire de Newstar et 139 035 actions ordinaires détenues directement par M. Friedland.
- (3) Ce chiffre comprend 11 066 actions ordinaires sous-jacentes aux droits à des unités d'actions subalternes qui deviendront acquis dans les 60 jours.
- (4) Ce chiffre comprend 12 598 actions ordinaires sous-jacentes aux droits à des unités d'actions subalternes qui deviendront acquis dans les 60 jours.

TITRES AUTORISÉS POUR ÉMISSION EN VERTU DE RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Toutes les attributions d'options d'achat d'actions incitatives et de titres de participation que la société a accordés en 2013 l'étaient en vertu du régime d'actionnariat incitatif de la société et du régime d'unités d'actions subalternes. Il s'agit des seuls régimes d'actionnariat incitatif et d'unités d'actions subalternes de la société et ils sont destinés 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, à ce jour, approuvé le régime d'actionnariat incitatif et toutes les modifications s'y rapportant conformément aux règles et politiques de la Bourse de Toronto (« TSX »). Le régime d'unités d'actions subalternes, qui ne nécessite aucune approbation des actionnaires aux termes des règles et des politiques de la TSX, ne comprend pas l'émission de nouvelles actions ordinaires de la société. À l'acquisition, les unités d'actions subalternes peuvent être réglées en espèces ou en actions ordinaires de la société achetées sur le marché libre par un fiduciaire du régime d'unités d'actions subalternes. Les informations suivantes sont en date du 31 décembre 2013 :

Catégorie de régime	Nombre de titres devant être émis ou livrés lors de l'exercice des options en cours/acquisition des unités d'actions subalternes 2)	Prix 1) moyen pondéré des attributions en cours 2) (\$ CA)	Nombre de titres restant à émettre en vertu de régimes de rémunération à base d'actions
Régime d'actionnariat incitatif	5 894 793	4,16	5 587 632
Régime d'unités d'actions subalternes	2 208 274	2,49	–

1) Le prix moyen pondéré est le prix d'exercice moyen pondéré des options d'achat d'actions en circulation et la juste valeur moyenne pondérée des unités d'actions subalternes en circulation.

2) Le 22 avril 2013, la société a procédé à un regroupement d'actions ordinaires à raison de trois pour une, ce qui a donné lieu à des ajustements proportionnels des options d'achat d'actions et des unités d'actions subalternes en circulation.

RUBRIQUE 13 : CERTAINES RELATIONS ET OPÉRATIONS RELIÉES ET INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS

OPÉRATIONS RELIÉES

Ivanhoe est partie à des ententes de partage des coûts avec d'autres entreprises, dont certaines sont entièrement ou partiellement détenues par M. Friedland. Dans le cadre de ces ententes, la société partage des locaux à bureaux, du mobilier, de l'équipement et des installations de transport aérien et de communications à divers emplacements internationaux. Elle partage également les frais relatifs à l'emploi du personnel administratif et du personnel de gestion non membre de la direction qui travaille dans ces bureaux. En 2013, notre part de ces coûts totalisait 2,1 millions de dollars. En 2008, nous avons convenu, dans le cadre de nos ententes de partage des coûts et en rapport avec le poste de fondateur et de coprésident-directeur du conseil de M. Friedland, de partager les coûts d'exploitation d'un avion appartenant à une société privée dont M. Friedland est le seul actionnaire. Ivanhoe a payé 1,2 million de dollars pour les coûts d'exploitation de l'avion en 2013, montant inclus dans le total ci-dessus. L'un de nos administrateurs, M. Robert Graham, a été engagé afin qu'il nous fournisse des services par l'intermédiaire de sa société d'experts-conseils privée. En 2013, Ivanhoe a versé 52 000 \$ à sa société, montant également inclus dans le total ci-dessus.

Notre conseil d'administration reconnaît que les opérations entre parties liées 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. Les administrateurs et les dirigeants sont tenus de nous informer de toute opération entre parties liées en cours ou projetée. En outre, nous présentons chaque trimestre un résumé des opérations entre parties liées au comité d'audit afin qu'il les examine et les approuve.

INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS

Nous avons examiné l'indépendance de nos administrateurs en utilisant les définitions et les normes en matière d'indépendance des administrateurs établies par NASDAQ et par le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* des ACVM. À la suite de cet examen, nous avons établi que MM. Abboud, Balloch, Downey, Graham, Molyneux et Pirraglia pouvaient tous être considérés comme des administrateurs indépendants.

RUBRIQUE 14 : PRINCIPAUX HONORAIRES ET SERVICES COMPTABLES

Compte tenu de la nature des services fournis par Deloitte s.r.l. (« Deloitte »), le comité d'audit a déterminé que ces services s'inscrivaient dans le cadre de la prestation de services d'audit indépendants. Le comité d'audit a discuté de ces services avec Deloitte et avec notre équipe de direction afin de déterminer s'ils étaient autorisés conformément aux règles et aux règlements sur l'indépendance des auditeurs aux termes des règles d'éthique professionnelle de l'Institut des comptables agréés de l'Alberta, des règles et des normes du Public Company Accounting Oversight Board, et des lois et de la réglementation sur les valeurs mobilières administrées par la SEC. Conformément à notre politique, tous les services indiqués ci-après ont été approuvés au préalable par notre comité d'audit.

(en milliers de dollars américains)	2013	2012
Honoraires d'audit	440	576
Honoraires pour services liés à l'audit	52	71
Honoraires pour services fiscaux	67	62
Tous les autres honoraires	16	23
	575	732

Les honoraires d'audit visent, entre autres, des services liés à l'audit de nos états financiers consolidés annuels et à l'examen de nos états financiers consolidés intermédiaires ainsi que des services d'audit visant les contrôles internes, compte tenu des exigences de la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et d'autres exigences semblables prévues par la réglementation canadienne.

Les honoraires pour services liés à l'audit visent, entre autres, les services fournis pour traduire les états financiers consolidés annuels et trimestriels en français ainsi que le remboursement de la quote-part des honoraires annuels facturés à chaque cabinet d'audit par le Conseil canadien sur la reddition des comptes.

Les services fiscaux fournis par Deloitte, en dehors du cadre de la procédure d'audit habituelle, ont porté sur la conformité et la planification fiscales ainsi que sur les conseils en fiscalité. Les services liés à la conformité fiscale ont consisté à prêter assistance dans la préparation des déclarations de revenus fédérales, étatiques et locales, dans la préparation des déclarations de revenus des nationaux travaillant à l'étranger et dans le dépôt des déclarations de revenus dans certains territoires étrangers. Les services liés à la planification fiscale et aux conseils en fiscalité ont été fournis dans le cadre du montage d'opérations entre sociétés ainsi que de fusions, d'acquisitions et d'aliénations proposées.

Les autres honoraires visent des services fournis dans le cadre de l'émission de titres de créance et d'actions. Ils comprennent également des honoraires liés à un outil de recherche comptable et à des renseignements portant sur les salaires du capital humain.

POLITIQUE EN MATIÈRE D'APPROBATION PRÉALABLE DU COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit a adopté une politique d'approbation préalable des services non liés à l'audit pouvant être fournis par les auditeurs de la société. Une description des services que Deloitte devrait fournir au cours de l'exercice suivant est soumise à l'approbation du comité d'audit. Si des services qui n'ont pas été approuvés au préalable sont requis, le président du comité d'audit pourra les approuver. Toutefois, il doit en informer le comité d'audit à la prochaine réunion prévue au calendrier. De plus, le comité d'audit exige généralement qu'on lui soumette une grille tarifaire pour chaque service proposé. Le comité d'audit examine chaque trimestre l'état des services rendus et des honoraires facturés depuis le début de l'exercice en regard des estimations initiales ainsi que des services devant encore être rendus et des honoraires devant encore être facturés.

PARTIE IV

RUBRIQUE 15 : PIÈCES ET ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS

Nous vous invitons à consulter les états financiers et la rubrique 8 « États financiers et données supplémentaires » du présent rapport annuel, qui présente la liste de ces documents. Les pièces suivantes ont été déposées et font partie intégrante du présent rapport annuel :

Numéro de pièce	Description du document	Formulaire	Document intégré par renvoi	
			Date de dépôt/ Date de fin de période	Numéro de pièce (s'il est différent)
3.1	Statuts modifiés et mis à jour d'Ivanhoe Energy Inc.	10-K	15 mars 2006	3.1
3.2	Règlements modifiés d'Ivanhoe Energy Inc.	10-K	16 mars 2007	3.2
3.3	Clauses modificatrices d'Ivanhoe Energy Inc.	8-K	23 avril 2013	3.1
10.1	Contrat de prêt entre Ivanhoe Energy Inc. et Ivanhoe Capital Finance Ltd.	8-K	20 mars 2012	10.1
10.2	Modification du contrat de prêt entre Ivanhoe Energy Inc et Ivanhoe Capital Finance Ltd	8-K	20 mars 2012	10.2
10.3	Contrat de crédit et de garantie entre Ivanhoe Energy Inc et UBS Securities LLC	8-K	20 mars 2012	10.3
10.4	Entente pour la vente et l'achat de participations visant le bloc Zitong, bassin du Sichuan, République populaire de Chine	8-K	18 octobre 2012	10.1
10.5	Convention d'achat et de vente d'actions entre Sunwing Energy Ltd et MIE Holdings Corporation	8-K	26 novembre 2012	2.1
21.1	Filiales d'Ivanhoe Energy Inc.			
23.1	Consentement de GLJ Petroleum Consultants Ltd., ingénieurs pétroliers			
23.2	Consentement de Deloitte s.r.l.			
31.1	Attestation du président-directeur du conseil 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>			
32.1	Attestation du président-directeur du conseil conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i>			
32.2	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 auditeur en date du 31 décembre 2012			

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 inscrit a fait signer le présent rapport en son nom par le soussigné, dûment autorisé à cet égard, le 17 mars 2014.

IVANHOE ENERGY INC.

/s/ Carlos A. Cabrera

Carlos A. Cabrera
Président-directeur du conseil
(principal membre de la haute direction)

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 inscrit et en la qualité indiquée en regard de leur nom le 17 mars 2014.

/s/ Carlos A. Cabrera

Carlos A. Cabrera
Président-directeur du conseil
(principal membre de la haute direction)

/s/ Gerald D. Schiefelbein

Gerald D. Schiefelbein
Chef des finances
(principal cadre responsable des finances
et de la comptabilité)

/s/ Robert M. Friedland

Robert M. Friedland
Fondateur et coprésident-directeur du conseil

/s/ A. Robert Abboud

A. Robert Abboud
Administrateur en chef indépendant

/s/ Howard R. Balloch

Howard R. Balloch, administrateur

/s/ Brian F. Downey

Brian F. Downey, administrateur

/s/ Robert G. Graham

Robert G. Graham, administrateur

/s/ Peter G. Meredith

Peter G. Meredith, administrateur

/s/ Alexander A. Molyneux

Alexander A. Molyneux, administrateur

/s/ Robert A. Pirraglia

Robert A. Pirraglia, administrateur

Filiales de l'émetteur inscrit

Nom de la filiale	Territoire de constitution ou de formation
Dagang Resources Ltd.	Îles Vierges britanniques
IELA Colombia Inc.	Barbade
IELA Mexico Pte. Ltd.	Singapour
IELA Singapore Pte. Ltd.	Singapour
Ivanhoe Energy (Latin America) Inc.	Îles Vierges britanniques
Ivanhoe Energy (Middle East) Inc.	Îles Vierges britanniques
Ivanhoe Energy Advisory Inc.	Îles Vierges britanniques
Ivanhoe Energy Canada Inc.	Alberta
Ivanhoe Energy Canadian Holdings Inc.	Alberta
Ivanhoe Energy Colombia Inc.	Barbade
Ivanhoe Energy Ecuador Inc.	Colombie-Britannique
Ivanhoe Energy Holdings Inc.	Nevada
Ivanhoe Energy HTL (USA) Inc.	Nevada
Ivanhoe Energy HTL Inc.	Nevada
Ivanhoe Energy International Inc.	Îles Vierges britanniques
Ivanhoe Energy International Ventures Inc.	Îles Vierges britanniques
Ivanhoe Energy Latin America Inc.	Colombie-Britannique
Ivanhoe Energy MENA Inc.	Colombie-Britannique
Ivanhoe Energy Mexico IELA, S.A. de C.V.	Mexique
Ivanhoe Energy Mexico Inc.	Colombie-Britannique
Ivanhoe Energy Mongolia Inc.	Alberta
Ivanhoe Energy Petroleum Projects Inc.	Nevada
Ivanhoe Energy Services Mexico IELA S.A. de C.V.	Mexique
Ivanhoe HTL Petroleum Ltd	Nevada
Panasian Energy Ltd.	Nevis
Shaman LLC	Mongolie
Sunwing Energy Ltd.	Bermudes
Sunwing Holding Corporation	Barbade
Sunwing Management Limited	Hong Kong
Sunwing Zitong Energy Ltd.	Îles Vierges britanniques

Principaux dirigeants :

Keith M. Braaten, ing.
Président et chef de la
direction
Jodi L. Anhorn, ing.
Vice-président directeur et chef de
l'exploitation

Dirigeants / vice-présidents :

Terry L. Aarsby, ing.
Caralyn P. Bennett, ing.
Leonard L. Herchen, ing. .
Myron J. Hladyshevsky, ing.
Bryan M. Joa, ing.
Mark Jobin, géol. .
John E. Keith, ing.
John H. Stilling, ing.
Douglas R. Sutton, ing.
James H. Willmon, ing.

**LETTRE DE
CONSETEMENT**

Par les présentes, nous consentons au dépôt, à titre de pièce du rapport annuel sur formulaire 10-K d'Ivanhoe Energy Inc., de notre rapport daté du 5 février 2014 portant sur les réserves pétrolières d'Ivanhoe Energy Inc. liées au projet Tamarack.

Veuillez agréer nos salutations distinguées.

GLJ PETROLEUM CONSULTANTS LTD.

« initialement signé par »

Tracy K. Bellingham, ing.
Ingénieure principale

« initialement signé par »

Caralyn P. Bennett, ing.
Vice-présidente

Fait le 5 février 2014
Calgary, Alberta
CANADA

CONSENTEMENT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRITS INDÉPENDANTS

Nous consentons à ce que soient intégrés par renvoi dans les déclarations d'enregistrement nos 333-113054, 333-143029, 333-151943 et 333-168964 sur formulaire S-8 nos rapports datés du 17 mars 2014 portant sur les états financiers consolidés d'Ivanhoe Energy Inc. et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière inclus dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K d'Ivanhoe Energy Inc. pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

/s/ Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l

Comptables agréés

Calgary, Canada

Le 17 mars 2014

**ATTESTATION DU PRÉSIDENT EXÉCUTIF
EN VERTU DE L'ARTICLE 302 DE LA SARBANES-OXLEY ACT OF 2002**

Je, Carlos A. Cabrera, 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. L'autre dirigeant de l'émetteur inscrit qui soumet une attestation et moi-même avons la responsabilité d'établir et de maintenir les contrôles et les 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 ces 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 à des fins externes conformément aux principes comptables généralement reconnus;
 - c) évalué l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information et présenté dans le présent rapport nos conclusions sur l'efficacité des contrôles et des 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 plus récent trimestre financier de l'émetteur inscrit (quatrième trimestre financier de l'émetteur inscrit s'il s'agit d'un rapport annuel) et qui a eu ou qui est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.
5. L'autre dirigeant de l'émetteur inscrit qui soumet une attestation et moi-même avons informé l'auditeur et le comité d'audit du conseil d'administration de l'émetteur inscrit (ou les personnes exerçant des fonctions analogues) 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 important dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'émetteur inscrit.

* * *

Par : /s/ Carlos A. Cabrera
Carlos A. Cabrera
Président exécutif

Date : Le 17 mars 2014

**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. L'autre dirigeant de l'émetteur inscrit qui soumet une attestation et moi-même avons la responsabilité d'établir et de maintenir les contrôles et les 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 ces 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 à des fins externes conformément aux principes comptables généralement reconnus;
 - c) évalué l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information et présenté dans le présent rapport nos conclusions sur l'efficacité des contrôles et des 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 plus récent trimestre financier de l'émetteur inscrit (quatrième trimestre financier de l'émetteur inscrit s'il s'agit d'un rapport annuel) et qui a eu ou qui est raisonnablement susceptible d'avoir 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 l'auditeur et le comité d'audit du conseil d'administration de l'émetteur inscrit (ou les personnes exerçant des fonctions analogues) 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 important 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

Date : Le 17 mars 2014

**ATTESTATION DU PRÉSIDENT EXÉCUTIF
EN VERTU DE L'ARTICLE 906 DE LA SARBANES-OXLEY ACT OF 2002**

Le soussigné, Carlos A. Cabrera, en sa qualité de président exécutif d'Ivanhoe Energy Inc., atteste par les présentes :

- a) que notre rapport périodique sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (le « formulaire 10-K ») respecte intégralement les exigences de l'alinéa 13(a) de la loi intitulée Securities Exchange Act of 1934, dans sa version modifiée, ainsi que les interprétations de celle-ci;
- b) que l'information présentée dans le formulaire 10-K donne, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière et de nos résultats d'exploitation.

* * *

Par : /s/ Carlos A. Cabrera

Carlos A. Cabrera
Président exécutif

Date : Le 17 mars 2014

**ATTESTATION DU CHEF DES FINANCES
EN VERTU DE L'ARTICLE 906 DE LA SARBANES-OXLEY ACT OF 2002**

Le soussigné, Gerald D. Schiefelbein, en sa qualité de chef des finances d'Ivanhoe Energy Inc., atteste par les présentes :

- a) que notre rapport périodique sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (le « formulaire 10-K ») respecte intégralement les exigences de l'alinéa 13(a) de la loi intitulée Securities Exchange Act of 1934, dans sa version modifiée, ainsi que les interprétations de celle-ci;
- b) que l'information présentée dans le formulaire 10-K donne, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière et de nos résultats d'exploitation.

* * *

Par : /s/ Gerald D. Schiefelbein

Gerald D. Schiefelbein
Chef des finances

Date : Le 17 mars 2014

RAPPORT SUR LES RÉSERVES PAR UN TIERS

Rédigé par GLJ Petroleum Consultants Ltd. – (évaluateur de réserves qualifié indépendant)

Le présent rapport est fourni afin de satisfaire aux exigences contenues à l'alinéa 1202(a)(8) du Règlement S-K de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

La numérotation des points ci-après correspond aux exigences énoncées à l'alinéa 1202(a)(8) du Règlement S-K. Les termes utilisés dans le présent rapport qui sont définis dans le *Règlement S-K* et le *Règlement S-X* ont le sens qui leur est donné dans ces règlements.

- i. Nous avons préparé une évaluation indépendante des réserves pétrolières et gazières d'Ivanhoe Energy Inc. (la « société ») pour la direction et le conseil d'administration de la société. Le but premier de notre rapport d'évaluation était de fournir des estimations des réserves de sorte que la société puisse s'acquitter de l'obligation de présenter un rapport de fin d'exercice sur les réserves en vertu du Règlement S-K de la SEC des États-Unis et qu'elle puisse les utiliser à d'autres fins commerciales internes et financières.
- ii. Nous avons évalué les réserves de la société au 31 décembre 2013. Notre rapport a été achevé le 5 février 2014 pour les propriétés situées au Canada.
- iii. Le tableau suivant présente, pour les secteurs géographiques couverts par nos rapports, les réserves prouvées, les réserves probables et les réserves possibles estimées en fonction de prix et coûts constants, ainsi que la proportion de l'ensemble de la société que nous avons évaluée.

	Réserves nettes de la société			
	Pétrole brut kb	Bitume kb	Total d'équivalent pétrole 1) kb	Portion des réserves d'équivalent pétrole
Canada				
Réserves prouvées				
Mises en valeur exploitées	–	–	–	
Mises en valeur inexploitées	–	–	–	
Non mises en valeur	–	–	–	
Total des réserves prouvées	–	–	–	–
Réserves probables				
Mises en valeur	–	–	–	–
Non mises en valeur	–	141 477	141 477	100 %
Réserves possibles				
Mises en valeur	–	–	–	–
Non mises en valeur	–	31 465	31 465	100 %

1) Facteurs d'équivalent pétrole : pétrole brut 1 b/b; bitume 1 b/b.

- iv. Comme nous l'avons noté au point iii., notre évaluation a couvert la totalité des réserves prouvées et des réserves probables de la société. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »), compte tenu des modifications nécessaires pour refléter les définitions et les normes prévues dans les politiques du Financial Accounting Standards Board des États-Unis (les « normes du FASB ») et les exigences légales imposées par la Securities and Exchange Commission des États-Unis (les « exigences de la SEC »).

Les données utilisées dans notre évaluation ont été obtenues d'organismes de réglementation, de sources publiques, de membres du personnel de la société et de documents de la société. Pour préparer notre rapport, nous avons accepté tels qu'ils nous ont été présentés, sans audit indépendant, divers renseignements fournis par la société comme les participations et les charges, la production récente, les ententes de transport, de commercialisation et de vente visant les produits, les antécédents en matière de produits d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les données sur les frais d'exploitation, les prévisions budgétaires, les estimations quant aux dépenses en immobilisations ainsi que les données sur les puits récemment forés. Si, dans le cadre de notre évaluation, le caractère valide ou suffisant d'un renseignement important était mis en doute, nous ne nous y fions pas avant d'avoir réglé les questions soulevées à notre satisfaction.

La société nous a garanti dans une lettre de déclaration qu'à sa connaissance, tous les renseignements qu'elle nous avait fournis étaient exacts à tous égards importants, et qu'aucun renseignement important pertinent dans le cadre de notre évaluation n'avait été omis.

Une vérification sur place des propriétés évaluées n'a pas eu lieu et n'a pas été jugée nécessaire pour la rédaction de notre rapport.

Nous sommes d'avis que les estimations formulées dans notre rapport ont, à tous égards importants, été établies conformément aux normes sectorielles applicables et les résultats avancés dans notre rapport et résumés dans les présentes sont appropriés aux fins d'inclusion dans les documents déposés en vertu du Règlement S-K.

- v. Conformément aux exigences du Règlement S-K de la SEC, les réserves correspondent aux quantités de pétrole et de gaz qui, selon les estimations, peuvent être produites de façon économique dans les conditions économiques actuelles. Tel qu'il est précisé dans le rapport, au moment d'établir la production économique, les prix de référence constants des produits étaient fondés sur un prix moyen sur 12 mois, calculé comme étant la moyenne arithmétique non pondérée du prix le premier jour de chacun des 12 mois précédant la date d'effet de notre rapport. Comme le projet situé au Canada n'a pas encore commencé sa production, les prix susmentionnés sont fondés sur les prix de référence affichés et les estimations de la qualité et des considérations de transport liées au site. Dans notre analyse économique, les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations correspondent à ceux qui selon les estimations s'appliquent à la date d'effet de notre rapport, sans indexation. S'il y a lieu, les dépenses en immobilisations et les coûts d'exploitation révisés liés à la mise en œuvre de projets prévus qui ont été conçus pour modifier certaines opérations sur le terrain à l'avenir peuvent être inclus dans les projections.

Prix de référence moyens des douze derniers mois

Taux de change moyen à midi de la Banque du Canada ((\$ US/\$ CA)	0,9714
Mélange pétrole brut Brent FOB mer du Nord (\$ US/b)	108,30
NYMEXWTI (\$ US/b)	96,67
Pétrole brut léger non corrosif à Edmonton (\$ CA/b)	93,12
Pétrole brut Bow River à Hardisty (\$ CA/b)	77,27

Prix réalisé moyen

Pétrole léger/moyen (\$/b)	—
Bitume (\$/b)	47,73

- vi. Notre rapport a été préparé en supposant le maintien des conditions fiscales et réglementaires actuelles, sous réserve des directives prévues dans le manuel COGE et les règlements de la SEC. Bien que la société ait actuellement demandé une autorisation auprès des organismes de réglementation afin de produire les réserves situées au Canada, rien ne garantit qu'aucun changement ne sera apporté à la réglementation. Si un changement devait y être apporté, ce qui ne peut être prévu de façon fiable, il pourrait avoir une incidence sur la capacité de la société de récupérer les réserves estimées.

- vii. Les réserves de pétrole et de gaz sont incertaines de par leur nature. Leur degré d'incertitude dépend de nombreux facteurs. Les estimations des réserves varieront en raison de la nature restreinte et imprécise des données sur lesquelles elles sont fondées. De plus, les méthodes et les données utilisées pour estimer les réserves sont souvent nécessairement indirectes ou analogiques plutôt que directes ou déductives. Qui plus est, les personnes qui préparent les estimations des réserves et des renseignements connexes doivent, au moment d'appliquer des principes géoscientifiques ou des principes liés au génie pétrolier et à l'évaluation, prendre de nombreuses décisions impartiales en fonction de leurs études, de leur formation professionnelle et de leur expérience professionnelle. La portée et l'importance des décisions à prendre sont en soi suffisantes pour rendre les estimations des réserves intrinsèquement imprécises. Les estimations des réserves peuvent changer considérablement lorsque de nouvelles données deviennent disponibles et à mesure que les conditions économiques ayant une incidence sur les prix du pétrole et du gaz et les coûts varient. Elles changeront également au fil du temps en raison d'autres facteurs comme l'obtention de nouvelles connaissances et la mise au point de nouvelles technologies, les conditions fiscales et économiques, et les dispositions contractuelles, légales et réglementaires.
- viii. À notre avis, l'information sur les réserves que nous avons évaluées a, à tous égards importants, été établie selon les normes, les méthodes et les procédures sectorielles appropriées pour le dépôt de l'information sur les réserves en vertu du Règlement S-K de la SEC des États-Unis.
- ix. Un résumé des réserves de la société que nous avons évaluées figure au point iii.

GLJ Petroleum Consultants Ltd.
4100, 400 - 3rd Avenue S.W.
Calgary, Alberta CANADA T2P 4H2
Le 5 février 2014

« Initialement signé par »

Tracy K. Bellingham, ing.
Ingénieure principale

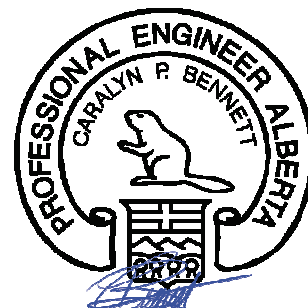
« Initialement signé
par »

Caralyn P. Bennett, ing.
Vice-présidente

CERTIFICAT DE COMPÉTENCE

Je soussignée Caralyn P. Bennett, ingénieure, 4100, 400, 3^e Avenue S.O., Calgary (Alberta), Canada, certifie par les présentes :

1. Que je suis une employée de GLJ Petroleum Consultants Ltd., société qui a préparé une analyse détaillée de la propriété Tamarack d'Ivanhoe Energy Inc. (la « société »). La date d'effet de cette évaluation est le 31 décembre 2013.
2. Que je n'ai pas, ni ne m'attends à recevoir, d'intérêt direct ou indirect dans les valeurs mobilières de la société ou de ses sociétés affiliées.
3. Que j'ai fréquenté l'Université de Waterloo où j'ai obtenu un baccalauréat ès sciences avec spécialisation en géologie appliquée en 1987; que je suis une ingénieure professionnelle enregistrée dans la province de l'Alberta et que je détiens plus de vingt-huit années d'expérience en études techniques en lien avec les champs de pétrole et de gaz.
4. Qu'une inspection personnelle sur place des propriétés n'a pas été effectuée; toutefois, une telle inspection n'a pas été jugée nécessaire au vu des renseignements disponibles sous forme d'information et de dossiers publics, dans les dossiers de la société, et auprès d'organismes de réglementation provinciaux pertinents.



CERTIFICAT DE COMPÉTENCE

Je soussignée Tracy K. Bellingham, ingénieure, 4100, 400, 3^e Avenue S.O., Calgary (Alberta), Canada, certifie par les présentes :

1. Que je suis une employée de GLJ Petroleum Consultants Ltd., société qui a préparé une analyse détaillée de la propriété Tamarack d'Ivanhoe Energy Inc. (la « société »). La date d'effet de cette évaluation est le 31 décembre 2013.
2. Que je n'ai pas, ni ne m'attends à recevoir, d'intérêt direct ou indirect dans les valeurs mobilières de la société ou de ses sociétés affiliées.
3. Que j'ai fréquenté l'Université de Calgary où j'ai obtenu un baccalauréat ès sciences spécialisé en génie chimique en 2004; que je suis une ingénieure professionnelle enregistrée dans la province de l'Alberta et que je détiens plus de neuf années d'expérience en études techniques en lien avec les champs de pétrole et de gaz.
4. Qu'une inspection personnelle sur place des propriétés n'a pas été effectuée; toutefois, une telle inspection n'a pas été jugée nécessaire au vu des renseignements disponibles sous forme d'information et de dossiers publics, dans les dossiers de la société, et auprès des organismes de réglementation provinciaux pertinents.

