



**NOTICE ANNUELLE**  
*pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011*

**LE 7 MARS 2012**

## TABLE DES MATIÈRES

|                                                                                                                                      | Page |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| ABRÉVIATIONS ET FACTEURS DE CONVERSION .....                                                                                         | 2    |
| GLOSSAIRE.....                                                                                                                       | 4    |
| STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ .....                                                                                                        | 10   |
| ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE.....                                                                                              | 10   |
| DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE.....                                                                                                     | 13   |
| FACTEURS DE RISQUE .....                                                                                                             | 21   |
| RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES.....                                                                                       | 31   |
| AUTRES RENSEIGNEMENTS SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ .....                                                                                 | 38   |
| DIVIDENDES .....                                                                                                                     | 45   |
| STRUCTURE DU CAPITAL.....                                                                                                            | 45   |
| MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....                                                                                          | 47   |
| CONFLITS D'INTÉRÊTS .....                                                                                                            | 48   |
| DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS<br>IMPORTANTES.....                                                    | 48   |
| INTERDICTION D'OPÉRATIONS SUR VALEURS, FAILLITES, PÉNALITÉS OU<br>SANCTIONS .....                                                    | 49   |
| CONTRATS IMPORTANTS.....                                                                                                             | 49   |
| POURSUITES JUDICIAIRES ET APPLICATION DE LA LOI.....                                                                                 | 49   |
| INTÉRÊTS DES EXPERTS.....                                                                                                            | 50   |
| ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS .....                                                                                                  | 50   |
| RENSEIGNEMENTS SUR LES COMITÉS .....                                                                                                 | 52   |
| AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....                                                                 | 54   |
| RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....                                                                                                  | 54   |
| MISE EN GARDE .....                                                                                                                  | 55   |
| ANNEXE A RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE<br>L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT ..... | 58   |
| ANNEXE B RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR<br>L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ .....           | 60   |

## ABRÉVIATIONS ET FACTEURS DE CONVERSION

### Abréviations

La liste qui suit présente les abréviations des termes techniques utilisés dans la présente notice annuelle :

« **b** » désigne un ou des barils;

« **bep** » désigne des barils équivalents de pétrole brut;

« **bep/j** » désigne des barils équivalents de pétrole brut par jour;

« **b/j** » désigne des barils par jour;

« **GJ** » désigne des gigajoules, terme utilisé pour mesurer l'utilisation d'énergie, soit  $10^9$  joules;

« **kb** » désigne un millier de barils;

« **kbep** » désigne un millier de barils équivalents de pétrole brut;

« **km<sup>2</sup>** » désigne des kilomètres carrés;

« **kpi<sup>3</sup>** » désigne un millier de pieds cubes;

« **kpi<sup>3</sup>e** » désigne un millier de pieds cubes d'équivalent de gaz;

« **ktf** » désigne un millier de tonnes fortes;

« **LGN** » désigne les liquides de gaz naturel;

« **Mb** » désigne un million de barils;

« **Mbep** » désigne un million de barils équivalents de pétrole brut;

« **Mbtu** » désigne un million de BTU (unités thermiques britanniques);

« **mi** » désigne des milles;

« **mi<sup>2</sup>** » désigne des milles carrés;

« **Mpi<sup>3</sup>** » désigne un million de pieds cubes;

« **Mpi<sup>3</sup>e** » désigne un million de pieds cubes d'équivalent de gaz;

« **Mpi<sup>3</sup>/j** » désigne un million de pieds cubes par jour;

« **tf** » désigne des tonnes fortes.

## Facteurs de conversion

Par souci de conformité à l'usage, dans la présente notice annuelle, les unités de mesures britanniques standard sont utilisées pour décrire les activités d'exploration et de production. Le tableau qui suit donne les facteurs de conversion entre les unités de mesures britanniques standard et le système international d'unités (ou les unités métriques).

| Pour convertir des  | en                                    | Multiplier par |
|---------------------|---------------------------------------|----------------|
| bep                 | kpi <sup>3</sup> e                    | 6,000          |
| pieds cubes         | mètres cubés de gaz                   | 0,028          |
| mètres cubés de gaz | pieds cubés                           | 35,490         |
| b de pétrole        | mètres cubés                          | 0,159          |
| mètres cubés        | b de pétrole                          | 6,289          |
| gigajoules          | millier de pieds cubés de gaz naturel | 0,95           |
| pieds               | mètres                                | 0,305          |
| mètres              | pieds                                 | 3,281          |
| milles              | kilomètres                            | 1,609          |
| kilomètres          | milles                                | 0,621          |
| acres               | hectares                              | 0,400          |
| hectares            | acres                                 | 2,500          |

## Monnaie et taux de change

Sauf indication contraire, dans la présente notice annuelle, les symboles « \$ » et « \$ CA » et le terme « dollars » désignent le dollar canadien et le symbole « \$ US » désigne le dollar américain. Le tableau qui suit présente, pour chacun des exercices indiqués, le taux de change à midi à la fin de l'exercice, le taux de change moyen à midi ainsi que les taux de change extrêmes à midi pour la conversion du dollar américain en dollars canadiens, selon les renseignements fournis par la Banque du Canada.

|                        | Exercice terminé le 31 décembre |           |
|------------------------|---------------------------------|-----------|
|                        | 2011                            | 2010      |
| Haut                   | 1,0604 \$                       | 1,0778 \$ |
| Bas                    | 0,9449 \$                       | 0,9946 \$ |
| Moyen                  | 0,9891 \$                       | 1,0299 \$ |
| À la fin de l'exercice | 1,0170 \$                       | 0,9946 \$ |

Le taux de change à midi publié le 30 décembre 2011 selon les renseignements fournis par la Banque du Canada, pour la conversion du dollar canadien en dollars américains, était le suivant : 1,00 \$ = 0,9833 \$ US.

## GLOSSAIRE

Les termes suivants ont le sens qui leur est donné ci-après, conformément, le cas échéant, au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, émis par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « **ACVM** »).

« **bruts** » ou « **brutes** » désigne :

- a) la quote-part de la Société dans l'intérêt économique direct (en exploitation ou hors exploitation) avant déduction des redevances et sans inclure les droits de redevance de celle-ci à l'égard de la production ou des réserves;
- b) le nombre total des puits dans lesquels la Société a un intérêt;
- c) la superficie totale des propriétés dans lesquelles la Société a un intérêt.

« **champ** » désigne une zone renfermant un ou plusieurs réservoirs groupés dans la même caractéristique structurale ou condition stratigraphique géologique individuelle ou liés à la même caractéristique ou condition. Un champ peut renfermer deux ou plusieurs réservoirs séparés verticalement par des couches imperméables interposées ou latéralement par des barrières géologiques locales, ou les deux. Les réservoirs apparentés situés dans des champs superposés ou adjacents peuvent être considérés comme un champ d'exploitation unique ou commun. Les termes géologiques « caractéristique structurale » et « condition stratigraphique » visent à dénoter des caractéristiques géologiques localisées, par opposition aux termes plus génériques « bassin », « axe », « province », « objectif » ou « zone d'intérêt ».

« **charges futures d'impôt** » désigne les charges futures d'impôt estimées chaque année de la manière suivante :

- a) en procédant aux répartitions appropriées des coûts et des pertes non déduits estimatifs reportés prospectivement aux fins de l'impôt entre les activités pétrolières et gazières et les autres activités;
- b) sans déduire les coûts futurs estimatifs qui ne sont pas déductibles dans le calcul du revenu imposable;
- c) en tenant compte des crédits d'impôt et des déductions fiscales estimatifs;
- d) en appliquant aux rentrées de fonds nettes futures avant impôts se rapportant aux activités pétrolières et gazières de la Société des taux d'imposition de fin d'année appropriés et des taux d'imposition futurs déjà établis prévus par la loi.

« **coût d'acquisition d'une propriété** » désigne les coûts relatifs à l'acquisition d'une propriété (directement par achat ou par obtention d'une concession ou indirectement par l'acquisition d'une autre société possédant une participation dans la propriété) y compris ce qui suit :

- a) les primes de concession et le coût des options d'achat ou de concession d'une propriété;
- b) la tranche des coûts applicables aux hydrocarbures lorsque l'acquisition d'un bien-fonds comprend les droits aux hydrocarbures;

- c) les frais de courtage, les droits d'enregistrement, les frais juridiques et les autres frais associés à l'acquisition de propriétés.

« **coûts de découverte, de mise en valeur et d'acquisition** » désigne les coûts de découverte, de mise en valeur et d'acquisition qui servent à mesurer l'efficacité du capital.

« **Deep Basin** » désigne la zone située le long du front nord-est de la ceinture des Rocheuses, soit la partie la plus profonde du bassin sédimentaire synclinal de l'Alberta. Elle contient des gisements de gaz à faible perméabilité, comportant des accumulations de gaz pénétrantes régionalement en aval-pendage des aquifères régionaux.

« **frais d'abandon des puits** » désigne les frais engagés pour abandonner un puits (déduction faite de la valeur de récupération) et pour débrancher un réseau collecteur en surface. Ces frais ne comprennent ni les frais d'abandon du réseau collecteur ni les frais de remise en état de l'emplacement du puits.

« **frais d'exploitation** » ou « **frais de production** » désigne les frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien des puits ainsi que du matériel et des installations connexes, y compris la tranche applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts relatifs à l'exploitation et à l'entretien de ces puits ainsi que du matériel et des installations connexes.

« **frais d'exploration** » désigne les frais engagés en vue de repérer des zones qui pourraient justifier une étude et d'étudier des zones particulières qui sont jugées susceptibles de contenir des réserves de pétrole et de gaz, y compris les frais relatifs au forage de puits d'exploration et de puits d'essai stratigraphique de type exploratoire. Les frais d'exploration peuvent être engagés avant l'acquisition (on considère parfois une partie de ces frais comme étant des « frais de prospection ») ou après l'acquisition de la propriété. Les frais d'exploration, qui comprennent les frais d'utilisation du matériel et des installations de soutien applicables et les autres frais liés aux activités d'exploration, sont les suivants :

- a) les frais liés aux études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, les droits d'accès aux propriétés pour effectuer ces études, les salaires et autres frais des géologues, des équipes géophysiques et du personnel effectuant ces études (pour l'ensemble de ces frais, on parle parfois de « frais géologiques et géophysiques »);
- b) les frais de possession et de conservation des propriétés non prouvées, comme les loyers différés, les impôts sur les propriétés (autres que l'impôt sur le revenu et l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense des titres et la conservation des titres et des baux fonciers;
- c) les contributions liées aux puits secs et aux conditionnements de puits;
- d) les frais de forage et d'équipement des puits d'exploration;
- e) les frais liés au forage de puits d'essai stratigraphique de type exploratoire.

« **frais de mise en valeur** » désigne les frais engagés afin d'accéder aux réserves et d'implanter des installations d'extraction, de traitement, de collecte et de stockage du pétrole et du gaz tirés des réserves. Plus précisément, les frais de mise en valeur, y compris les frais d'utilisation du matériel et des installations de soutien applicables et les autres frais liés aux activités de mise en valeur, sont les frais engagés aux fins suivantes :

- a) accéder aux emplacements de puits et les préparer en vue du forage, y compris la prospection visant à déterminer les emplacements précis de forage de développement, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, dans la mesure nécessaire pour mettre les réserves en valeur;
- b) forer et équiper les puits de développement, les puits d'essai stratigraphique de type puits de développement et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et de matériel comme le tubage, les colonnes de production, le matériel de pompage et les têtes de puits;
- c) acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de conditionnement et de traitement du gaz naturel et les systèmes de services publics et d'évacuation des déchets;
- d) mettre en place des systèmes de récupération améliorée.

« **gaz associé** » désigne la calotte de gaz sous-jacente à une accumulation de pétrole brut dans un réservoir.

« **gaz dissous** » désigne le gaz dissous dans du pétrole brut.

« **gaz naturel** » ou « **gaz** » désigne les hydrocarbures légers et composants autres que les hydrocarbures présents à l'état naturel dans un réservoir souterrain qui, dans l'atmosphère, sont essentiellement des gaz, mais qui peuvent renfermer des liquides de gaz naturel. Le gaz naturel peut être présent dans un réservoir, soit dissous dans du pétrole brut (gaz dissous) soit en phase gazeuse (gaz associé ou gaz non associé). Les substances autres que les hydrocarbures peuvent comprendre le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'azote.

« **gaz non associé** » désigne l'accumulation de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut.

« **indice mensuel de l'AECO** » désigne le prix du gaz en Alberta à l'AECO C en \$/GJ que publie mensuellement Canadian Enerdata Ltd. dans *Canadian Gas Price Reporter*, dans le tableau intitulé *Canadian Natural Gas Supply Prices*, dans la sous-colonne *Avg* de la colonne *\$/GJ*, en regard du sous-titre *AECO C & N.I.T. One-Month Spot\*\**, sous le titre *Alberta* de la première colonne, pour le mois de livraison indiqué.

« **indice quotidien de l'AECO** » désigne le prix quotidien indiqué dans la publication *Canadian Gas Price Reporter* de Canadian Enerdata, dans le tableau intitulé *Daily Spot Gas Price at AECO C & NOVA Inventory Transfer*, dans la sous-colonne *Avg* de la colonne *Price (\$/GJ)*, pour chaque jour donné.

« **liquides de gaz naturel** » désigne les composants d'hydrocarbures qu'il est possible d'extraire du gaz naturel en phase liquide. Il s'agit notamment de l'éthane, du propane, des butanes, des pentanes plus, des condensats et de petites quantités de substances autres que les hydrocarbures.

« **liquides** » désigne le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et le soufre.

« **matériel et installations de soutien** » désigne le matériel et les installations utilisés dans les activités pétrolières et gazières, notamment le matériel sismique, le matériel de forage, le matériel de construction et les appareils de nivellement, les véhicules, les ateliers de réparation, les entrepôts, les centres de ravitaillement, les campements ainsi que les bureaux de division, de district ou de chantier.

« **nets** » ou « **nettes** » désigne :

- a) la quote-part de la Société dans l'intérêt économique direct (en exploitation ou hors exploitation), déduction faite des redevances à payer, plus les droits de redevance de la Société sur la production ou les réserves;
- b) le nombre de puits obtenu en additionnant l'intérêt économique direct de la Société dans chacun de ses puits bruts;
- c) la superficie totale de la propriété dans laquelle la Société a un intérêt, multipliée par l'intérêt économique direct dont la Société est propriétaire.

« **notice annuelle** » désigne la présente notice annuelle.

« **pétrole brut** » ou « **pétrole** » désigne un mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds, qui peut renfermer de petites quantités de composés sulfurés et de composés autres que des hydrocarbures, qui est récupérable par le truchement d'un puits aménagé dans un réservoir souterrain et qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé, exception faite du gaz dissous et des liquides de gaz naturel.

« **prix et coûts prévisionnels** » désigne les prix et les coûts prévisionnels qui correspondent à l'un ou l'autre des critères suivants :

- a) ceux qui sont généralement acceptés à titre de perspective raisonnable;
- b) dans la seule mesure où il existe des prix ou des coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels la Société est liée légalement par une obligation, contractuelle ou autre, de livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une durée de prolongation d'un contrat susceptible d'être prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux dont il est question à l'alinéa a).

« **production** » désigne la récupération, la collecte, le traitement, le traitement préliminaire ou traitement en usine (par exemple, le traitement du gaz pour en extraire les liquides de gaz naturel) et le stockage sur place du pétrole et du gaz.

« **produits d'exploitation nets futurs** » désigne le montant net estimatif à recevoir relativement à la mise en valeur et à la production des réserves, qui est établi au moyen de prix et de coûts prévisionnels.

« **propriété** » comprend ce qui suit :

- a) la propriété d'un bien-fonds, une concession, une convention, un permis, une licence ou tout autre droit permettant d'extraire du pétrole ou du gaz conformément aux modalités imposées par l'acte de cession de ce droit;
- b) les droits de redevance, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des propriétés exploitées par des tiers;
- c) les conventions conclues avec des autorités ou des gouvernements étrangers aux termes desquelles la Société participe à l'exploitation de propriétés ou agit d'une autre manière en qualité de producteur des réserves en question (par opposition à l'acheteur indépendant, au courtier, au négociant ou à l'importateur).

Une propriété ne comprend pas les contrats de fourniture ni les contrats qui prévoient un droit d'achat, plutôt que d'extraction, du pétrole ou du gaz.

« **propriété non prouvée** » désigne une propriété ou une partie d'une propriété à laquelle aucune réserve n'a été expressément attribuée.

« **propriété prouvée** » désigne une propriété ou une partie d'une propriété à laquelle des réserves ont été expressément attribuées.

« **puits d'essai stratigraphique** » désigne le forage visant à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière. Ce type de forage, que l'on effectue habituellement sans l'intention de conditionner le puits en vue de la production d'hydrocarbures, comprend les essais de carottage et tous les types de forages à fonds perdus liés à l'exploration visant à découvrir des hydrocarbures. Les puits d'essai stratigraphique sont dits a) d'« exploration » lorsqu'ils ne sont pas forés sur une propriété prouvée ou b) de « développement » lorsqu'ils sont forés sur une propriété prouvée. Les puits d'essai stratigraphique de développement sont aussi appelés « puits d'évaluation ».

« **puits d'exploration** » désigne un puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service ni un puits d'essai stratigraphique.

« **puits de développement** » désigne un puits foré dans les limites établies d'un gisement de pétrole ou de gaz, ou à proximité du bord d'un gisement, jusqu'à la profondeur d'un horizon stratigraphique reconnu comme productif.

« **puits de service** » désigne un puits foré ou conditionné en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés aux fins précises suivantes : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz de combustion), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, élimination de l'eau salée, approvisionnement d'eau en vue de l'injection, observation ou injection en vue de la combustion.

« **puits fermé** » désigne un puits dont la production peut être rentable ou que la Société juge qu'il peut être mis en production, mais qui, pour diverses raisons, notamment l'absence de marché ou de mise en valeur, n'est pas en production à l'heure actuelle.

« **réserves mises en valeur exploitées** » désigne les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles de conditionnement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves peuvent être actuellement en production ou, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

« **réserves mises en valeur inexploitées** » désigne les réserves qui n'ont pas été mises en production, ou qui l'ont déjà été, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

« **réserves non mises en valeur** » désigne les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables, possibles) dont elles font partie.

« **réserves probables** » désigne les réserves additionnelles dont la récupération est moins certaine que celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

« **réserves prouvées** » désigne les réserves qu'on estime récupérables avec un degré de certitude élevé. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

« **réserves** » désigne les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction : a) de l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques; b) de l'utilisation de la technologie établie; c) de conditions économiques précises, qui sont généralement acceptées comme étant raisonnables et sont indiquées. Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui découle des estimations.

« **réservoir** » désigne une formation rocheuse souterraine poreuse et perméable contenant un gisement distinct de pétrole, piégée par des barrières de roche imperméable ou d'eau et caractérisée par un système de pression distinct.

« **section** » désigne un mille carré ou 640 acres.

« **Société** » ou « **Compton** » ou « **nous** » désigne Compton Petroleum Corporation et ses filiales lorsque le contexte l'exige.

## STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

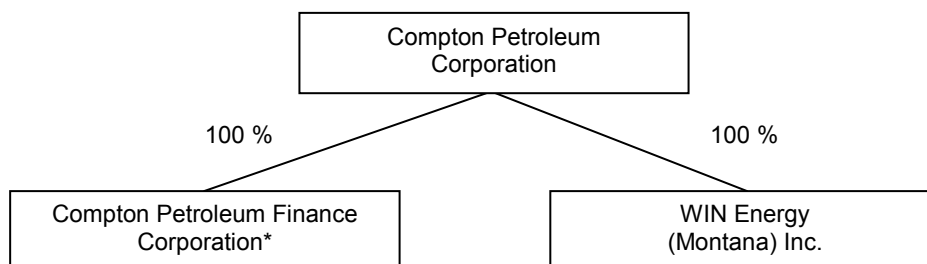
### Dénomination et constitution

Compton a été constituée par statuts constitutifs en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) (l'« **ABCA** ») le 15 octobre 1992 sous la dénomination 544201 Alberta Ltd. La Société a modifié ses statuts le 13 avril 1993 afin d'adopter la dénomination Compton Petroleum Corporation et elle a commencé à exercer ses activités commerciales en juillet 1993. Les statuts ont été modifiés le 21 novembre 1994 et le 1<sup>er</sup> mars 1996 afin d'y supprimer les restrictions relatives au statut de société fermée. Les statuts ont été modifiés à nouveau le 1<sup>er</sup> septembre 1998 en vue de créer une catégorie d'actions privilégiées pouvant être émises en série.

Le bureau principal et de direction de Compton est situé au Suite 500, 850 – 2nd Street S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 0R8, et son siège social, au Suite 4300 Bankers Hall West, 888 – 3rd Street, S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 5C5.

WIN Energy (Montana) Inc., constituée en vertu des lois du Montana, est une filiale en propriété exclusive de Compton Petroleum Corporation.

Compton Petroleum Finance Corporation, prorogée sous le régime des lois du Canada, est une filiale en propriété exclusive de Compton Petroleum Corporation. Compton Petroleum Finance Corporation n'exerce aucune activité indépendante et n'a aucun passif ou actif important, à l'exception de sa dette intersociétés. Le siège social de Compton Petroleum Finance Corporation est situé au 4300 Bankers Hall West, 888 – 3rd Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5C5.



\* Compton Finance Corporation est en voie d'être liquidée avec prise d'effet le 31 décembre 2011.

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Compton Petroleum Corporation et de toutes ses filiales.

## ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE

Compton Petroleum Corporation est une société ouverte qui se consacre activement à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de pétrole brut dans l'Ouest canadien. La majorité de ses activités sont situées dans le chenal Deep Basin du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « **BSOC** ») qui présente dans plusieurs zones des occasions de mise en valeur et d'exploration futures.

Compton, dont la production est d'environ 84 % en gaz naturel, a maintenant pour stratégie de mettre en valeur sa région de gaz naturel riche en liquides et à haut rendement à Niton et d'équilibrer son

portefeuille au moyen de nouvelles zones de pétrole brut prometteuses pour compenser les prix du gaz naturel qui demeurent faibles. La Société maximise sa valeur en se concentrant sur les occasions qui génèrent des rendements solides sur les dépenses en immobilisations, comme la formation de Rock Creek, et en mettant en valeur de nouveaux horizons comme les formations de Wilrich et de Notikewin à Niton. De nouvelles zones pétrolières de Compton ciblent les formations de Bakken/Big Valley, d'Ellerslie et de Glauconite dans les plaines du Sud ainsi que la formation de Bakken/Big Valley sur ses terrains en coentreprise du Montana. La mise en valeur fructueuse de ces régions est censée accroître la production et les réserves pétrolières, ce qui augmentera davantage les réserves abondantes de gaz naturel de la Société.

Compton créera de la valeur grâce à un rendement adéquat du capital investi pour les actionnaires en augmentant l'efficacité de l'exploitation, en maximisant les rendements du capital investi et en se concentrant sur des actifs à rendement élevé. Les actions de Compton sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole CMT.

### Historique triennal

Étant donné la dégradation des prix des marchandises, notamment ceux du gaz naturel, pendant l'été de 2008, Compton, ainsi que ses concurrents canadiens, s'est heurtée à un certain nombre de difficultés, notamment à la baisse des marges de profit et à un accès limité aux capitaux. En outre, la dette constatée au bilan de la Société par rapport au niveau actuel des flux de trésorerie était supérieure à celle de ses concurrents. Cette situation a limité la capacité de Compton de mettre en valeur son vaste éventail d'actifs riches en ressources au cours des trois dernières années.

En 2009, Compton a modifié plusieurs facettes de son entreprise, consolidant et stabilisant son organisation. En raison de la faiblesse soutenue du prix du gaz naturel tout au long de l'année, la direction de Compton (la « **direction** ») s'est concentrée sur une stratégie d'affaires qui comprenait l'exécution d'un programme d'immobilisations rigoureux (se limitant aux capacités d'autofinancement), l'atteinte d'un taux de rendement minimal de 20 % sur les capitaux investis dans les actifs de la Société et l'augmentation de l'efficacité de l'exploitation. La structure de coûts de la Société a diminué de 18 % en valeur en dollars totale en 2009 au moyen des efforts déployés pour réduire les frais d'exploitation et administratifs ainsi que les intérêts débiteurs, ce qui lui a procuré des capitaux supplémentaires aux fins de réinvestissement. Compton a abaissé son niveau d'endettement de 31 % comparativement à 2008 grâce au produit qu'elle a tiré d'une émission de titres de participation et de la vente d'une redevance complémentaire en 2009, ce qui a raffermi sa structure du capital. Un produit net de 161,9 millions de dollars a été tiré de l'émission de 138 millions d'unités composées chacune de une action ordinaire (une « **action ordinaire** ») et de un bon de souscription d'actions. La vente de la redevance complémentaire a donné un produit de 80,8 millions de dollars. La redevance complémentaire représente 4,25 % du revenu de production brut des terrains existants de la Société, déduction faite de certains frais de transport et de commercialisation, calculés sur une base mensuelle. De plus, l'arrivée dans l'équipe de direction et le conseil d'éléments importants possédant des antécédents éprouvés a renforcé la Société. Les activités de forage en 2009 ont été axées principalement sur la propriété de Niton, où Compton a foré un puits vertical et quatre puits horizontaux fructueux. Les coûts du forage horizontal et du conditionnement ont diminué d'environ 20 %, accroissant la rentabilité du gisement.

En 2010, la direction est demeurée fidèle au principe consistant à se limiter aux capacités d'autofinancement, adoptant une attitude prudente dans le choix de ses dépenses en immobilisations et se concentrant sur une stratégie de mise en valeur visant à optimiser la valeur des actifs, à préconiser la réduction des coûts et à gérer prudemment la structure de son capital. Compton a axé ses activités sur le terrain sur l'optimisation de la production tirée des puits existants et des procédés de forage, l'amélioration de l'efficacité de l'exploitation et de la rentabilité des puits. En conséquence, les flux de trésorerie ont bénéficié des volumes supérieurs aux objectifs grâce à l'amélioration des taux de production

initiaux et du rendement des puits ainsi qu'à la réduction des coûts, ce qui a compensé un peu l'incidence de la baisse des prix du gaz naturel. De plus, la Société a entrepris la mise en valeur de ses nouvelles propriétés pétrolières par du forage dans la zone des plaines du Sud. Compton a clôturé la dernière tranche de 0,75 % de l'opération relative aux redevances complémentaires en 2010, portant à 5,0 % l'obligation totale relative à la redevance complémentaire. Elle a également réalisé la vente d'une partie de ses actifs liés au gaz naturel situés dans les régions de Niton et de Gilby, dans le centre de l'Alberta, en contrepartie d'un produit net de 153,0 millions de dollars.

En octobre 2010, Compton a réalisé un plan d'arrangement (l'« **arrangement de 2010** ») et la restructuration de son capital. Elle a ainsi échangé la totalité de ses billets d'un capital de 450,0 millions de dollars américains, contre une combinaison des éléments suivants :

- des billets à 10 % d'un capital de 193,5 million de dollars américains, échéant en 2017, (les « **billets de premier rang** »);
- des billets à 10 % d'un capital de 45,0 millions de dollars américains, échant en septembre 2011 (les « **billets à conversion obligatoire** »);
- une somme au comptant de 184,5 millions de dollars américains.

Il en a résulté une baisse globale d'environ 33 % du montant total des dettes en cours de la Société, qui étaient passées de 568,9 millions de dollars à 382,8 millions de dollars au 31 décembre 2010, ce qui a repositionné sa structure du capital et donné lieu à de meilleurs niveaux d'endettement pour l'avenir. De plus, deux nouveaux membres se sont ajoutés au syndicat de la facilité de crédit, et la marge d'intérêt a diminué de 0,5 %.

En décembre 2010, Compton a réalisé une série d'opérations visant à simplifier sa structure interne, composées des étapes suivantes :

- en date du 10 décembre 2010, Compton a transféré une participation nominale dans la société de personnes Compton Petroleum (Partnership) à Compton Petroleum Holdings Corporation;
- en date du 11 décembre 2010, Compton Petroleum Finance Corporation a transféré à Compton la totalité de ses actions ordinaires émises et en circulation d'Énergie Hornet Ltée;
- en date du 30 décembre 2010, Énergie Hornet Ltée a été liquidée et dissoute, après quoi Compton a réglé sa dette intersociétés avec Compton Petroleum (Partnership) dont elle a pris en charge les crédateurs;
- en date du 31 décembre 2010, Compton Petroleum Holdings Corporation a été liquidée et dissoute et Compton Petroleum (Partnership) a cessé d'exister.

En 2011, les activités du premier semestre se concentraient sur des initiatives stratégiques visant à maximiser le rendement sur le capital investi pendant l'année. La direction a poursuivi sa démarche consistant à ne pas dépasser ses flux de trésorerie et à axer sa stratégie de mise en valeur sur l'optimisation de la valeur de ses actifs, l'amélioration de ses pratiques de forage et d'exploitation, un redoublement d'attention pour la réduction des coûts et une gestion prudente de la structure de son capital. Par conséquent, les flux de trésorerie ont bénéficié de la hausse des rentrées nettes attribuables à l'amélioration de l'efficacité d'exploitation et de la rentabilité des puits, ce qui a compensé quelque peu l'effet de la baisse des prix du gaz naturel.

Les réductions de la dette des deux dernières années ont été considérables, mais elles n'ont pas entraîné le rajustement ciblé des ratios d'endettement en raison des prix du gaz naturel qui ont continué à baisser. Les

mesures de Compton pour réduire davantage sa dette et normaliser la structure de son capital sont devenues plus urgentes au début de 2011 pour les raisons suivantes :

- les inquiétudes que suscitait le renouvellement de la capacité d'emprunt de la Société par les prêteurs aux termes de la facilité bancaire de premier rang en date du 31 mai 2011;
- l'échéance des billets à conversion obligatoire le 15 septembre 2011 nécessitant une émission dilutive d'actions ordinaires ou des ressources en espèces considérables (peut-être non disponibles) pour rembourser ces obligations.

Après un examen approfondi des solutions de rechange stratégiques, la Société a décidé d'entreprendre un plan d'arrangement et une restructuration du capital (la « **restructuration du capital de 2011** ») pour lui permettre de normaliser la structure de son capital et accroître ses liquidités. Il a été établi que la normalisation de la structure de son capital et l'accroissement de ses liquidités lui permettrait d'obtenir un niveau d'endettement adéquat, des flux de trésorerie suffisants pour investir adéquatement dans ses actifs et les mettre en valeur et d'assurer sa croissance pendant plusieurs années. En outre, la réalisation de la restructuration du capital de 2011 a porté la facilité de crédit à 160,0 millions de dollars, prolongé sa durée et reporté son échéance. Au troisième trimestre de 2011, Compton a réalisé la restructuration du capital de 2011, qui présentait notamment les aspects suivants :

- l'échange des billets de premier rang et des billets à conversion obligatoire contre une combinaison d'actions ordinaires et de droits visant la souscription d'actions ordinaires supplémentaires (les « **droits** »);
- l'ajout d'environ 50,0 millions de dollars de nouveaux titres de participation, tirés d'un placement de droits dont la souscription est entièrement garantie et dont le produit a été affecté à la réduction de la dette;
- le regroupement des actions ordinaires existantes à raison de 200 contre une;
- l'émission de bons de souscription sans décaissement (les « **bons de souscription sans décaissement** ») aux actionnaires existants;
- la réduction de la dette nette de 64 % qui est passée à 161,0 millions de dollars depuis le 31 décembre 2010 et de 81 % par rapport à 854,7 millions de dollars au 30 septembre 2009, soit une baisse des intérêts en espèces annuels et des frais de financement d'environ 29,2 millions de dollars.

Avec la réalisation de la restructuration du capital de 2011, la direction s'est concentrée sur le forage et la prospection pour mettre en valeur la région de gaz naturel riche en liquides et à haut rendement à Niton ainsi que sur les nouvelles occasions pétrolières dans les plaines du Sud. Ces activités devraient prouver la valeur d'autres horizons et régions clés dans l'éventail d'actifs de la Société, qui présentent un potentiel de croissance considérable grâce aux possibilités de mise en valeur multizone de ses blocs de terrains contigus.

## DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

### Plan d'entreprise et stratégie d'exploitation

Le plan d'entreprise de la Société consiste à augmenter la valeur pour les actionnaires en explorant, en mettant en valeur et en exploitant ses zones géographiques principales et en procédant à des acquisitions stratégiques, s'il y a lieu. Elle y parvient en évaluant les avantages des diverses possibilités qui s'offrent à elle et en exploitant celles qui lui assurent un rendement optimal et la maximisation de ses flux de trésorerie et de la valeur de ses actifs. Compton peut compter sur une équipe de direction, du personnel

professionnel et technique et des employés de soutien en nombre suffisant pour mettre à exécution son plan d'entreprise et s'occuper des fonctions courantes d'exploration, d'exploitation, de mise en valeur, de production, d'ingénierie, de finance et d'administration.

La stratégie d'exploitation de la Société comprend les éléments énoncés ci-après :

*Maximiser la valeur de la participation des actionnaires au moyen de décisions d'investissements prudentes.* Compton utilise un modèle d'entreprise rigoureux pour se concentrer sur la création de valeur lors du réinvestissement des flux de trésorerie autogénérés, apportant à la Société et aux actionnaires des rendements optimaux. Elle applique cette perspective à l'évaluation et à la sélection de zones productrices possibles, ce qui comprend les activités de mise en valeur pour maximiser la valeur de son importante base d'actifs ou la réponse apportée à des possibilités de croissance future.

*Mettre en application une stratégie financière souple et mesurée.* Compton adoptera une approche financière souple, en rajustant ses dépenses en immobilisations en 2012 à la hausse ou à la baisse, selon les circonstances économiques qui se présenteront au cours de l'année, et elle utilisera les flux de trésorerie et les fonds d'autres provenances à sa disposition pour effectuer ses dépenses en immobilisations. Une gestion financière prudente permettra à la Société d'exercer ses activités selon ses moyens et de réduire les structures de coûts internes tout en assurant la gestion pendant les périodes où les prix des marchandises sont bas. Parmi les autres éléments de la démarche financière de Compton, figure l'établissement de ratios d'endettement appropriés et le maintien d'un programme de couverture sur marchandises actif.

*Se concentrer sur les zones principales.* Compton se concentre sur ses zones principales, qui lui offrent un solide portefeuille de possibilités d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation. Ces zones, à l'égard desquelles la direction et le personnel de la Société ont des compétences techniques considérables et une vaste expérience en exploitation, constituent l'axe géographique de la base de données sismiques de celle-ci. Compton entend évaluer les possibilités d'exploration dans le BSOC.

*Axer les activités sur le gaz naturel riche en liquides, à haut rendement et non classique dans de vastes zones susceptibles de receler des ressources.* Compton a acquis des compétences techniques considérables et a eu beaucoup de succès dans l'exploration de vastes accumulations de gaz naturel non classique dans le BSOC. Sa région de Niton offre de solides rendements sur les placements en raison de la nature riche en liquides de son gaz naturel. La direction se concentre sur la mise en valeur de ces possibilités gazéifères à Niton, étant donné que leurs rendements sont solides, que leur durée utile est généralement plus longue et que le risque lié à leur exploration est plus faible que ceux des possibilités qu'offre le gaz classique. De plus, les vastes superficies des terrains contigus de la Société permettent la réalisation d'économies d'échelle pour la mise en valeur, augmentant le rendement du capital investi.

*Axer les activités sur de nouvelles zones pétrolières prometteuses.* Compton axe ses activités sur l'augmentation de la part de pétrole de son portefeuille, ce qui augmentera les flux de trésorerie de la Société dans le cycle économique actuel. La Société a trouvé des zones pétrolières prometteuses dans la région des plaines du Sud et dans le Montana, où des puits forés dans les formations d'Ellerslie, de Mannville, de Big Valley et de Bakken sont en production. À l'avenir, Compton prévoit se concentrer davantage sur la mise en valeur de ces zones, de manière à maximiser l'avantage que lui procure son important potentiel de croissance grâce au forage horizontal multizone sur ses blocs de terrains contigus.

*Contrôler l'infrastructure et l'exploitation.* Compton estime que le fait de contrôler l'infrastructure de collecte et de traitement et d'agir à titre d'exploitante dans le cadre des programmes de forage demeurera essentiel à la réussite de son programme d'exploration complet. À l'heure actuelle, Compton est propriétaire de l'infrastructure essentielle dans ses trois zones principales ou a accès à une telle

infrastructure. Assumer la fonction d'exploitant donne le pouvoir de décider du calendrier de réalisation des programmes continus d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation ainsi que des méthodes employées. Compton prévoit continuer d'accroître son intérêt économique direct dans les zones principales afin de maximiser ces gains d'efficacité au chapitre de l'exploitation.

*Exercer ses activités de façon efficace afin de maximiser le rendement du capital investi.* Compton est déterminée à tirer un rendement optimal des capitaux investis dans l'exploitation, qu'il s'agisse des frais de forage ou d'exploitation. Par conséquent, la direction veille tout particulièrement à augmenter l'efficacité de l'exploitation et les taux de production tout en diminuant les frais de forage pour qu'un rendement minimal des dépenses en immobilisations soit obtenu et tout en abaissant les frais d'exploitation afin que Compton devienne un producteur à faible coût (dans le premier quartile) comparativement aux sociétés évoluant dans le même secteur qu'elle. Compton estime que la gestion prudente de ses actifs procurera à ses actionnaires des rendements du capital investi intéressants.

### **Propriétés principales**

Compton se consacre à la prospection pétrolière et gazière et à la mise en valeur de ressources dans le BSOC, en Alberta, au Canada. Dans cette vaste région, elle axe principalement ses activités sur la zone Deep Basin du BSOC, qui s'étend du nord-ouest de l'Alberta et de la Colombie-Britannique jusqu'à la frontière des États-Unis. Compton a quatre projets de mise en valeur de gaz naturel dans la zone Deep Basin : la zone de sables de Rock Creek et d'autres zones situées à Niton, dans le centre de l'Alberta, les sables moins profonds des plaines du Sud, dans le sud de l'Alberta, les sables de Basal Quartz à High River, dans le sud de l'Alberta, et une zone d'exploration à Callum/Cowley/Todd Creek dans la région des contreforts du sud de l'Alberta. De plus, la Société a commencé à cibler la mise en valeur de ses nouvelles zones pétrolières des plaines du Sud : les formations d'Ellerslie et de Glauconite ainsi que celle de Big Valley, membre du Wabanum Group. Ce sont des zones à l'égard desquelles la direction et le personnel de la Société ont des compétences techniques considérables et une vaste expérience en exploitation. La Société détient aussi des terrains dans le nord du Montana, où elle a signé un contrat d'amodiation et de coentreprise pour leur exploration.

### **Propriétés en cours de mise en valeur**

#### ***Niton (centre de l'Alberta)***

La zone de Niton est constituée de gisements de gaz étanches riches en liquides à zones multiples dont la production à ce jour provient principalement de la formation de Rock Creek du Jurassique-Créacé et des grès d'Ellerslie. Compton a un grand nombre de conventions minières qui couvrent des droits précis rattachés à des zones de cette région. Pour la plupart, la Société détient toutefois un intérêt économique direct de 70 % en moyenne sur 139 sections brutes de terrain à la base du membre Rock Creek du Fernie Group.

La région de Niton offre d'autres zones productives offrant à la Société la possibilité d'étendre ses activités de mise en valeur à d'autres horizons géologiques. Ces zones se trouvent au-dessus de Rock Creek et comprennent les grès de Wilrich et de Notikewin de la partie supérieure de Mannville, du Spirit River Group. Avant 2010, ces zones étaient généralement exploitées par le mélange de la production des puits verticaux de Rock Creek et d'Ellerslie. Au début de 2010 et de 2011, Compton et d'autres exploitants ont commencé une exploration fructueuse de ces zones en recourant à des techniques de forage horizontal avec stimulation par fracturation à étages multiples.

L'épaisseur homogène et la perméabilité variable de Rock Creek facilitent le recours au forage de puits horizontaux et à la fracturation à étages multiples. Compton est un important exploitant en ce qui

concerne la mise en valeur de ce gisement à Niton, ayant foré 18 puits horizontaux productifs dans cette zone à la fin de l'exercice. Bien qu'un puits horizontal type dans la formation de Rock Creek ait un débit initial moyen de 3 Mpi<sup>3</sup>/j et de 30b/Mpi<sup>3</sup> de LGN pendant le premier mois de production, certains puits peuvent produire à des taux nettement supérieurs.

Par exemple, l'un des puits forés dans la formation de Rock Creek au quatrième trimestre de 2010 a obtenu un taux d'essai initial de 5,5 Mpi<sup>3</sup>/j et de 30 b/Mpi<sup>3</sup> de liquides. Le puits était en production et, à la fin de février 2011, a continué à produire environ 3,3 Mpi<sup>3</sup>/j et 35 b/Mpi<sup>3</sup> de liquides. Compton a conditionné et raccordé deux puits de Rock Creek au premier trimestre de 2011, réalisant le premier mois des taux de production moyens de 932 kpi<sup>3</sup>/j et de 185 b/j de liquides ainsi que de 3,2 Mpi<sup>3</sup>/j et de 87 b/j de liquides. Un autre puits horizontal de Rock Creek a été mis à l'essai initialement à 2,3 Mpi<sup>3</sup>/j et à 150 b/j de liquides. Deux autres puits horizontaux de Rock Creek ont été forés à la fin du quatrième trimestre et conditionnés au début de 2012. L'un d'eux a atteint une production initiale de 3,0 à 3,3 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz et de 125 à 150 b/j de LGN. Le puits est actuellement fermé en attendant la modernisation des installations. Le deuxième puits avait des taux de production initiaux de 1,4 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz et de 250 à 300 b/j de pétrole. Le puits produisait environ 800 kpi<sup>3</sup>/j de gaz et 65 b/j de pétrole à la fin de février 2012.

Le gisement de grès de Wilrich est considéré comme présentant un potentiel de croissance considérable pour la Société. Plusieurs puits horizontaux ciblant les grès de Wilrich ont été forés en 2011 dans la région de Niton et aux environs. Compton a participé à un puits qui a été raccordé au troisième trimestre, produisant environ 2,9 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et 20 b/Mpi<sup>3</sup> de liquides. Ce résultat a renforcé la décision de Compton de poursuivre ses activités relatives au gisement avec davantage de capitaux. En décembre 2011, Compton a commencé à forer un puits horizontal sur lequel elle a un intérêt économique direct de 100 % le long du corridor prometteur à Niton. Le puits a atteint un taux de production d'essai initial de 3,4 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et de 60 b/j de pétrole et est actuellement en production.

Également en décembre 2011, Compton a foré par battage un deuxième puits horizontal pour essayer un autre horizon à faible profondeur. Ce puits ciblait les grès de chenaux de remblayage de vallée de Notikewin, qui devraient accroître considérablement les possibilités de mise en valeur à Niton. Le puits de Notikewin avait des taux de production d'essai initiaux de 2,2 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et de 1,9 b/j de LGN. Le puits attend actuellement d'être conditionné.

La solidité constante de l'exploitation dans la région de Niton est le facteur qui a le plus contribué aux volumes de production soutenus en 2011. Niton continue de tirer de solides taux de rendement de la formation de Rock Creek riche en liquides et à haut rendement. Elle offre aussi un potentiel considérable de nouvelles mises en valeur grâce à l'exploitation de gisements de grès dans les zones de Wilrich et de Notikewin.

### ***Plaines du Sud (sud de l'Alberta)***

Les zones de gaz à faible profondeur des plaines du Sud et du Horseshoe Canyon d'Edmonton (qui est superposée à la première) représentent une zone de sables multiples à pression inférieure à la normale, essentiellement exempte d'eau d'une épaisseur moyenne de 450 mètres par zone, totalisant plus de 900 mètres d'épaisseur. Toute la section est composée de sables, de limon, de schistes et de houille multiples de Belly River recouverts par la formation de houille Horseshoe Canyon d'Edmonton qui contient également des sables, du limon et des schistes.

Grâce au contrôle exercé sur 720 sections de terrain à raison d'un intérêt économique moyen de 87 %, ce portefeuille foncier offre de vastes possibilités de forage de gaz naturel à faible risque sur plusieurs années à raison de deux à quatre puits par section. Une vaste infrastructure est en place dans la région en

prévision des augmentations de production futures avec des capacités de compression de 31 000 horse power et environ 1 300 km de gazoducs.

À la fin de 2010, Compton s'est concentré sur les nouvelles possibilités pétrolières dans les plaines du Sud avec le forage du puits pétrolier horizontal de la formation d'Ellerslie. Les premières indications étaient prometteuses : une couche productrice d'environ 700 mètres a été observée dans le puits de forage. En 2011, d'autres travaux de mise en valeur des formations d'Ellerslie, de Mannville et de Big Valley, qui présentent un potentiel de croissance considérable pour la Société, ont commencé. Au premier trimestre, un puits pétrolier d'Ellerslie a été conditionné dans les plaines du Sud pour évaluer le potentiel pétrolier. Le puits produit actuellement environ 500 kpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et 30 b/j de pétrole. Les résultats sont très encourageants, malgré les difficultés dans le conditionnement qui ont entraîné la réussite de seulement huit des douze étapes de fracturation. L'optimisation future des méthodes de conditionnement est censée donner lieu à des niveaux de production améliorés. À la fin de 2011, la Société a foré deux puits pétroliers verticaux : l'un dans le Basal Quartz et le deuxième dans la formation d'Ellerslie. Ces puits devraient être mis en production respectivement à la fin des premier et deuxième trimestres de 2012. Un deuxième puits pétrolier horizontal d'Ellerslie est actuellement en train de forer, les résultats étant prévus pour le premier trimestre de 2012.

Compton a également commencé la mise en valeur de ses 24 sections prometteuses nettes de ses zones pétrolières d'intérêt dans la formation Alberta Bakken, en ciblant la formation de Big Valley. Cette formation a établi la production pétrolière à partir de puits verticaux existants dans la région, offrant une production allant de la normale à une production à pression supérieure et exempte d'eau. La direction a terminé les travaux d'analogie qui indiquent le potentiel prometteur sur les terrains de Compton. En 2011, la Société a acquis 25 autres sections de terrain prometteuses pour ce qui est de la formation de Big Valley/Bakken. Compton a obtenu tous les terrains prometteurs pour la mise en valeur du nouveau gisement et, dans l'hypothèse du succès initial du forage de prospection, le gisement présente le potentiel nécessaire pour s'étendre sur quelque 90 emplacements.

### ***High River (sud de l'Alberta)***

Découverte par Compton en 1999, la zone de High River constitue un gisement dans des canaux de grès de quartz basal à perméabilité faible à moyenne, qui constitue le prolongement, dans le sud de l'Alberta, de l'axe gazier Deep Basin du Crétacé inférieur. Compton contrôle 151 sections brutes à raison d'un intérêt économique direct moyen de 86 % dans la région, qui semble prometteuse en ce qui a trait au gisement de Basal Quartz. La production cumulative de ce gisement s'élève à 132 Gpi<sup>3</sup>. Grâce à un taux d'épuisement annuel à l'échelle du gisement de 14 %, ce gisement est un actif dont la production de gaz riche en liquides est prévisible, stable et exempte d'eau.

Le gisement de High River a par le passé été mis en valeur par le forage de un ou de deux puits verticaux par section. La modélisation du réservoir indique qu'il peut s'avérer nécessaire de forer jusqu'à quatre puits verticaux par section pour la mise en valeur complète de la zone. En 2008, Compton a obtenu l'autorisation de ramener l'espacement de 45 des 57 sections mises en valeur à trois puits par section, ce qui lui conférera plus de latitude pour établir des densités de puits optimales afin de tirer le parti maximal de son potentiel de mise en valeur. La densité actuelle des puits sur les 12 sections restantes offre un drainage suffisant pour permettre un accès adéquat au réservoir.

Compton a entrepris des travaux de forage horizontal avec stimulation par fracturation à étages multiples dans le réservoir grâce au forage de un puits à la fin de 2007 et de quatre autres puits en 2008. Minimiser les coûts de forage et de conditionnement constituera un élément clé du succès dans cette zone. Depuis 2009, Compton a terminé un examen approfondi des actifs, comparant les données techniques et géologiques afin de mieux comprendre les parties inexploitées du réservoir et de cibler les puits

horizontaux dans cette formation. La direction s'est ensuite concentrée sur l'amélioration du forage et de la fracturation ainsi que sur l'application des connaissances acquises au moyen du forage horizontal afin d'accroître l'efficacité de l'exploitation et la rentabilité.

En 2010, deux puits ciblant la formation de quartz basal ont été refracturés en 2010; leur production combinée a été de 450 kpi<sup>3</sup>/j, soit 4,5 fois les niveaux antérieurs. La refracturation d'un puits dans une zone sablonneuse compacte productive existante peut ouvrir de nouvelles voies pour accéder à la roche chargée de gaz et augmenter la production moyennant des dépenses en immobilisations réduites. Ce succès a permis à Compton de repérer d'autres emplacements qui seront refracturés ultérieurement, parmi plus de 100 autres puits verticaux productifs existants à High River. Cette région présente pour l'avenir un potentiel de croissance considérable qui pourra être exploité à mesure que les prix du gaz naturel se redresseront.

### **Propriétés d'exploration**

#### ***Callum-Cowley et Todd Creek (région des contreforts, sud de l'Alberta)***

Compton contrôle 133 sections brutes à raison d'un intérêt économique direct moyen de 84 % dans la région des contreforts du sud de l'Alberta. La région de Callum-Cowley est unique en son genre dans l'Ouest canadien. Elle se compose d'une série de chevauchements sablonneux, à surpression, à couches multiples compactes saturées de gaz et exemptes d'eau dans la formation de Belly River. Cette région est surtout vouée à l'exploration pour le moment. Selon les premières analyses géologiques, géophysiques et techniques détaillées, des résultats d'études sismiques, de carottes, de diagraphies de puits et des données d'essai et de production, Callum-Cowley semble présenter de nombreuses similarités avec les gisements de gaz non classique profonds de la région des Rocheuses des États-Unis.

La contorsion des couches sablonneuses compactes crée des fractures et accroît considérablement la perméabilité tout en établissant des conduits vers la partie chargée en gaz plus étanche de la roche. Compton cible ses activités de forage afin d'accéder à certains emplacements au moyen de ces fractures, ce qui est essentiel pour accéder à un meilleur débit de gaz naturel et accroître les paramètres économiques du gisement. Bien que de nombreuses données aient été recueillies sur les carottes de forage dans la région, des travaux géochimiques supplémentaires sont en cours afin d'établir l'emplacement du gaz, les caractéristiques de la roche et les techniques d'extraction appropriées. À la fin de 2010, Compton a foré deux puits dans la région de Callum/Cowley. Le premier puits a donné une production initiale de 750 kpi<sup>3</sup>/j, et le deuxième puits, une production de 429 kpi<sup>3</sup>/j de gaz, soit un taux moins élevé que prévu, mais il a également produit 30 b/j de pétrole, indiquant un bilan pétrolier prometteur pour Belly River.

À Todd Creek, Compton a commencé l'exploration d'un nouveau gisement intéressant en 2008, lorsqu'une nouvelle zone a été conditionnée avec succès dans un trou de forage existant. En 2009, Compton a commencé à forer un puits d'extension situé près du puits de découverte conditionné en 2008 qui produisait 2,7 Mpi<sup>3</sup>/j.

#### ***Alberta Bakken (Montana, États-Unis)***

En 2010 et en 2011, la zone Alberta Bakken, qui chevauche l'Alberta et le Montana, a retenu davantage l'attention du secteur. Compton détient 79 000 acres nets de terrain sur la réserve Blood Indian, au Montana, grâce à l'acquisition antérieure de WIN Energy. Les terrains de la Société font l'objet d'une tenure à bail de longue durée (qui expirera en 2017), et un puits y a déjà été foré. D'autres travaux d'exploration et d'évaluation de la zone seraient nécessaires pour établir le potentiel de ce terrain.

En 2011, Compton a signé une convention d'amodiation et de coentreprise visant l'exploration de la région. La convention accorde au partenaire de Compton la possibilité de gagner un intérêt de 50 % dans cette région en engageant des dépenses en immobilisations pour l'exploration et la mise en valeur du terrain. La Société conservera un intérêt économique direct de 50 % sur la région sans engagement de dépenses en immobilisations. Le partenaire s'est engagé à réaliser un programme de levés au coût minimal de 2,0 millions de dollars au plus tard le 31 juillet 2012 et à forer par battage un puits d'essai sur l'un des trois blocs productifs au plus tard le 31 décembre 2012, ciblant la formation pétrolière de Bakken. Une fois que le puits sera conditionné, le partenaire obtiendra un intérêt économique direct de 50 % sur ce block productif ainsi que l'option de forer un ou plusieurs puits à option pour obtenir les deux blocs non productifs.

La coentreprise est un partenariat stratégique clé pour Compton car elle lui donne la capacité de vérifier sans frais le potentiel de ces terrains qui, autrement, n'auraient pas été mis en valeur tant que des fonds supplémentaires n'auraient pas été obtenus.

### **Marchés principaux et distribution**

La production de gaz naturel de Compton est vendue à des contreparties solvables aux termes de contrats conclus entre les prix de vente fondés sur l'indice quotidien de l'AECO et ceux fondés sur l'indice mensuel de l'AECO, les opérations étant réalisées par l'intermédiaire de Nova Inventory Transfer. Une petite proportion (3 %) du portefeuille de ventes est attribuée à des courtiers-fournisseurs à des prix tenant compte des indices de l'AECO. Le gaz naturel est transporté par des pipelines réglementés dans la province d'Alberta à des tarifs qui doivent être approuvés par les autorités de réglementation provinciales ou fédérales.

Le prix de vente du pétrole brut de la Société est établi selon le prix du marché affiché à Edmonton à titre de référence, et, en règle générale, ce pétrole brut est vendu aux termes de contrats à reconduction tacite de 30 jours. Le prix des liquides de gaz naturel est établi chaque année par rapport à des primes sur les produits, le prix de base de chaque composante tenant compte des prix affichés. Le pétrole brut et les liquides de gaz naturel sont transportés jusqu'au point de vente à des contreparties solvables par pipelines et par camions.

### **Cycles**

Le secteur du pétrole est de nature cyclique et saisonnière. Le cycle hiver-été touche certains aspects des activités, comme le prix des marchandises et la capacité de forer sur certaines propriétés pendant le dégel du printemps. Le prix par baril que la Société reçoit est pondéré par les prix du gaz naturel en Amérique du Nord et peut être touché défavorablement par le temps doux. Au début de 2009, l'offre excédentaire de gaz naturel a réduit le prix des marchandises et entraîné une diminution du prix obtenu par Compton. Cette pression a continué d'être ressentie en 2010 et en 2011, et se maintient en 2012.

### **Politiques environnementales**

Compton prévoit atteindre un rendement excellent sur le plan de la santé, de la sécurité et de l'environnement et elle est déterminée à exercer toutes ses activités d'une façon sécuritaire qui minimise les effets sur l'environnement, tout en respectant les exigences de la réglementation et ses normes générales. Compton a mis en œuvre de nombreux programmes et contrôles internes afin de s'assurer de se conformer à la réglementation et de maintenir un degré de sécurité et de protection environnementale adéquat dans toutes ses activités. Son programme proactif comprend des programmes de vérification de la conformité environnementale et d'inspection annuels qui ont pour but de vérifier que les installations de la Société continuent de respecter les normes prévues par la réglementation ou de les dépasser. Compton

participe aux programmes d'amélioration continue mis en œuvre par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques, l'Alberta Environmental Protection et d'autres associations connexes, ce qui démontre la volonté de la Société de protéger la qualité de l'environnement dans les secteurs où elle exerce ses activités.

Compton considère et traite la région des contreforts du sud de l'Alberta comme un écosystème unique. De pair avec bon nombre d'éleveurs du sud de l'Alberta, la Société effectue une évaluation des pâturages libres en vue de mettre en œuvre les meilleurs moyens de ramener ces écosystèmes à leur état naturel. Parmi ces moyens, on compte le financement d'études sur la fêtuque scabre indigène menées par l'Université de l'Alberta et la collaboration avec des groupes de travail du secteur et des groupes de travail composés de propriétaires fonciers.

La Société exerce ses activités conformément à tous les règlements pertinents et aux meilleures pratiques du secteur. Le comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité a la responsabilité de surveiller les politiques et les lignes directrices générales de la Société au chapitre : a) de l'ingénierie, des réserves, des activités; b) de l'environnement; c) de la santé et de la sécurité. Le règlement du comité se trouve sur le site Web de la Société, [www.comptonpetroleum.com](http://www.comptonpetroleum.com).

### **Mazeppa Processing Partnership**

En juin 2003, Mazeppa Processing Partnership (« **MPP** ») a acquis certains actifs intermédiaires auprès d'un tiers indépendant. Ces actifs sont composés de vastes installations de collecte et de traitement de gaz naturel situées dans le sud de l'Alberta. La Société ne détient aucun droit de propriété sur MPP. Toutefois, conformément à une convention de gestion, Compton gère les activités de MPP et est considérée comme la bénéficiaire principale de celles-ci. Les résultats des activités intermédiaires ont une incidence négligeable sur la situation financière consolidée de Compton.

En 2009, Compton a renégocié l'entente de traitement avec MPP et d'autres ententes connexes pour une durée supplémentaire de cinq ans prenant fin le 30 avril 2014, date à laquelle Compton pourrait renouveler l'entente à des conditions établies à ce moment-là ou acheter les parts de MPP au prix maximal établi au préalable de 27,8 millions de dollars. Si la Société ne renouvelle pas l'entente de traitement ou n'exerce pas l'option d'achat, l'associé pourra céder les parts de société à un tiers indépendant. Dans le cadre du renouvellement, Compton a reclassé une partie de la part des actionnaires sans contrôle liée à MPP à titre de financement à terme de MPP. Le financement à terme de MPP est inscrit au passif dans les états financiers consolidés de la Société.

Les conventions de MPP prévoient des débits minimaux et des réserves affectées qui, s'ils ne sont pas dépassés, peuvent nécessiter un rachat de l'option d'achat. Le paiement anticipé cumulatif de l'option d'achat depuis le renouvellement des conventions de MPP en 2009 est de 10,4 millions de dollars, dont 9,2 millions de dollars en 2011. Les paiements anticipés ont réduit le montant de l'achat de MPP à 17,4 millions de dollars.

### **Dette bancaire**

Le 27 septembre 2011, Compton a conclu avec un nouveau syndicat de prêteurs une convention visant une facilité de crédit de 160,0 millions de dollars, soit une facilité de fonds de roulement de 15,0 millions de dollars et une facilité syndiquée de 145,0 millions de dollars (collectivement, les « **facilités de crédit** »). Au 31 décembre 2011, environ 113,5 millions de dollars avaient été prélevés sur la dette bancaire impayée de la Société. L'examen semestriel de la capacité d'emprunt de Compton aux termes de sa facilité de crédit fondée sur les réserves (la « **facilité** ») a été terminé après la fin de l'exercice. Étant donné les perspectives à court terme des prix du gaz naturel, la facilité de Compton a été fixée à

140,0 millions de dollars, soit une facilité de fonds de roulement de 15,0 millions de dollars et une facilité syndiquée de 125,0 millions de dollars. La facilité a une durée d'un an jusqu'au 8 février 2013, l'examen semestriel usuel des prêteurs ayant lieu à la fin de mars et de septembre 2012; l'examen pourrait modifier le montant des fonds disponibles aux termes de la facilité. La capacité d'emprunt des facilités de crédit est établie en fonction notamment du rapport sur les réserves courant de la Société, des résultats d'exploitation, de l'avis des prêteurs sur les prix des marchandises actuels et prévus et de la conjoncture économique à ce moment-là.

Les facilités de crédit prévoient que des avances peuvent être consenties au moyen de prêts de première qualité, d'acceptations bancaires, de prêts au taux de base américain, de prêts au TIOL et de lettres de crédit. Les avances porteront intérêt au taux de prêt applicable, majoré d'une marge fondée sur le ratio dette/flux de trésorerie du dernier exercice de Compton. Les facilités de crédit sont garanties par une obligation à charge flottante et à charge fixe visant les actifs de la Société.

### **Compétences et connaissances spécialisées**

L'exploration et la mise en valeur de ressources en pétrole et en gaz naturel requiert des compétences et des connaissances spécialisées, notamment dans le domaine du génie pétrolier, de la géophysique, de la géologie et des terrains. Compton a réussi à recruter du personnel doté des compétences et des connaissances spécialisées nécessaires pour mener à bien leurs activités respectives. Bien qu'il y ait une grande concurrence sur le marché du travail dans le secteur, la Société croit être en mesure d'attirer et de garder à son service des employés dûment compétents en 2012.

### **Employés**

Au 31 décembre 2011, Compton comptait 56 employés en équivalent temps plein à son bureau de Calgary et 44 employés en équivalent temps plein sur le terrain.

### **Concurrence**

Les facteurs concurrentiels qui touchent le secteur pétrolier et gazier sont décrits à la sous-rubrique « Concurrence », à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle.

## **FACTEURS DE RISQUE**

Le texte qui suit contient une liste de facteurs auxquels Compton est exposée dans le cours normal de ses activités. La concrétisation de l'un de ces risques pourrait compromettre les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et les perspectives de Compton. Ces risques et incertitudes ne sont pas les seuls auxquels la Société est exposée. Des risques et incertitudes supplémentaires, y compris ceux dont la direction n'est actuellement pas au courant ou qui sont considérés comme négligeables, pourraient avoir également une incidence défavorable sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et les perspectives de Compton.

### **Situation financière internationale**

La conjoncture économique locale, nationale et internationale et la situation du secteur pétrolier et gazier ont une incidence sur les activités. Les perturbations récentes sur les marchés du crédit et les préoccupations touchant l'économie mondiale ont eu un effet défavorable sur les marchés des capitaux internationaux. Ces facteurs et d'autres éléments pourraient limiter la capacité de Compton d'obtenir à l'avenir du financement par actions ou par emprunt à des conditions favorables. De plus, ces facteurs, de

même que d'autres éléments connexes, pourraient entraîner des diminutions de la valeur des actifs de la Société qui ne seraient pas temporaires, ce qui pourrait entraîner des moins-values. Si ces niveaux accrus de volatilité et l'agitation qui secoue les marchés persistent, ou si d'autres graves perturbations des marchés des capitaux internationaux surviennent, les activités et le cours des actions ordinaires de Compton pourraient en subir un effet défavorable.

### **Besoin de financement supplémentaire**

Les activités courantes pourraient ne pas générer suffisamment de rentrées de fonds pour financer les programmes d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition futurs. La Société pourrait avoir besoin de financement supplémentaire et il n'est pas certain qu'elle pourra obtenir du financement par emprunts ou par actions ou que celui qu'elle obtiendra suffira à répondre à ses besoins ou comportera des modalités acceptables. L'incertitude continue des marchés du crédit nationaux et internationaux augmente le risque lié à l'obtention du financement par emprunt. Si elle n'obtient pas ce financement en temps opportun, Compton pourrait perdre ses participations dans certaines propriétés, rater certaines occasions d'effectuer des acquisitions et réduire ses activités ou y mettre fin, ce qui pourrait l'empêcher de remplacer ses réserves ou de maintenir sa production et, de ce fait, aurait un effet défavorable sur sa situation financière. L'incapacité d'obtenir du financement supplémentaire pourrait également faire en sorte que la Société manque à ses obligations financières à leur échéance ou entraîner un avancement de l'échéance de ses dettes.

### **Risque de liquidité**

Le risque de liquidité est le risque que la Société soit incapable de respecter ses obligations financières à leur échéance. Si les facilités de crédit ne sont pas renouvelées le 8 février 2013, les facilités de crédit à terme de Compton, qui s'élèvent à 140,0 millions de dollars, viendront à échéance. Les prêteurs réévalueront le montant de la facilité de crédit deux fois par année, soit le 31 mars et le 30 septembre, et cet examen pourrait modifier la somme disponible aux termes des facilités de crédit. Au 31 décembre 2011, l'encours des facilités de crédit de Compton s'élevait à 113,5 millions de dollars.

En date du 31 décembre 2011, les dettes nettes totales consolidées en cours de Compton s'élevaient à environ 161,0 millions de dollars, dont près de 144,0 millions de dollars représentaient des dettes garanties, notamment une dette bancaire garantie par une obligation à charge flottante et à charge fixe de premier rang et le financement à terme de MPP garanti par les actifs de l'usine à gaz sous-jacents. Si la dette de Compton devait augmenter considérablement, cette hausse pourrait se répercuter sur sa situation financière et sur sa souplesse en matière d'exploitation. Un montant considérable de dettes pourrait avoir des effets défavorables importants sur Compton, par exemple :

- limiter sa capacité d'obtenir du financement supplémentaire ou du refinancement, au besoin, notamment pour assurer le service de la dette, pour le fonds de roulement et pour effectuer des dépenses en immobilisations;
- accroître sa vulnérabilité à la situation dans le secteur ou à la conjoncture économique défavorables actuelles ou futures;
- obliger Compton à affecter une partie substantielle de ses flux de trésorerie provenant de l'exploitation au paiement de ses dettes;
- faire en sorte que Compton monétise des actifs à des conditions défavorables pour elle;
- faire en sorte que Compton offre des titres de créance ou de participation à des conditions défavorables pour elle ou ses actionnaires;

- réduire les fonds disponibles pour les activités, les occasions d'affaires futures ou pour d'autres fins;
- limiter la souplesse de Compton pour ce qui est de la planification de changements relatifs à ses activités et au secteur ou de la réaction à ces changements;
- accroître le roulement et l'incertitude des employés, distraire l'attention des dirigeants de l'exploitation quotidienne et entraver sa capacité de recruter des employés compétents;
- défavoriser Compton du point de vue de la concurrence par rapport à ses concurrents moins endettés.

Les facilités de crédit de Compton et les conditions de ses autres dettes pourraient permettre à Compton de contracter ou de garantir des dettes supplémentaires, y compris des dettes garanties dans certaines circonstances, ce qui augmenterait une partie ou la totalité des risques susmentionnés. Les conditions de ces dettes limitent la capacité de Compton de vendre des actifs, d'affecter le produit de ces ventes et de réinvestir dans son entreprise, ce qui pourrait accroître une partie ou la totalité des risques susmentionnés.

Des clauses restrictives dans les conventions qui régissent les dettes de Compton pourraient réduire la souplesse en matière d'exploitation et financière de celle-ci, ce qui pourrait l'empêcher de tirer parti d'occasions d'affaires.

Les conditions des conventions qui régissent les dettes de Compton contiennent un certain nombre d'engagements en matière d'exploitation et d'engagements financiers qui limitent la capacité de celle-ci, entre autres, de réaliser les éléments suivants :

- contracter des dettes supplémentaires;
- grever ses actifs;
- verser des dividendes ou des distributions sur ses actions ou racheter celles-ci;
- investir;
- conclure des opérations de vente et de cession-bail;
- prendre part à des opérations avec des membres de son groupe;
- transférer ou vendre des actifs;
- émettre ou vendre des titres de participation dans ses filiales en propriété exclusive;
- garantir des dettes;
- restreindre les dividendes et autres versements à la Société;
- regrouper, fusionner ou transférer la totalité ou la quasi-totalité de ses actifs et des actifs de ses filiales;
- participer à des activités non liées.

Les facilités de crédit limitent tout le pouvoir d'emprunt de la Société. La direction estime que ces restrictions ne devraient pas avoir d'incidence défavorable sur les activités de la Société. Toute diminution de l'accès aux facilités de crédit de Compton pourrait empêcher celle-ci de respecter ses obligations financières à l'échéance.

De plus, la capacité de Compton de respecter les engagements des conventions qui régissent d'autres dettes qu'elle a contractées ou contractera pourrait subir l'incidence d'événements indépendants de sa volonté, y compris la conjoncture économique et financière et la situation dans le secteur. Si Compton ne respecte pas ces engagements, cela pourrait donner lieu à un défaut qui, s'il n'est pas corrigé ni ne fait

l'objet d'une renonciation, pourrait entraîner la déchéance du terme de ses dettes et des défauts croisés quant à d'autres dettes. Compton pourrait alors devoir rembourser ses dettes avant l'échéance, ce qui pourrait nuire à sa situation financière. Même si Compton peut respecter tous les engagements pertinents, les restrictions quant à sa capacité de gérer ses activités à son gré pourrait nuire à son entreprise, notamment en limitant sa capacité de tirer profit de financements, fusions, acquisitions ou autres occasions qu'elle estimerait avantageuses pour elle.

### **Volatilité des prix, marchés et commercialisation de la production**

Le prix du pétrole et du gaz naturel a toujours été extrêmement volatil. Les facteurs qui contribuent à la fluctuation du prix du pétrole et du gaz comprennent la demande mondiale, l'approvisionnement national et étranger en pétrole et en gaz, le prix du pétrole et du gaz importé de l'étranger, les décisions de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole quant aux quotas d'exportation, la réglementation gouvernementale nationale et étrangère, la situation politique dans les régions productrices, la conjoncture économique mondiale et nationale, le prix et la disponibilité des carburants de remplacement, y compris le gaz naturel liquéfié, et les conditions climatiques.

La situation financière de la Société est fortement tributaire du prix du pétrole et du gaz. Une baisse marquée du prix pourrait entraîner une diminution considérable des résultats d'exploitation, des produits d'exploitation, des réserves et de la valeur globale de Compton et modifier les données économiques relatives à la production de certains puits. Par conséquent, la Société pourrait choisir de ne pas forer ou mettre en valeur ou en production certains puits. En outre, Compton subit l'effet de l'écart entre le prix auquel les raffineurs paient le pétrole léger et les catégories de pétrole qu'elle produit.

Les conditions du marché actuelles sont particulièrement difficiles. L'incertitude économique continue à avoir un effet négatif sur le prix des marchandises ainsi que sur l'accès aux marchés du crédit et aux marchés financiers. Ces conditions ont une incidence sur les clients et les fournisseurs de Compton et peuvent toucher les projets de dépense et d'exploitation de Compton. L'incertitude du marché pourrait également avoir des effets imprévus sur les activités.

Conformément aux IFRS relatives à la dépréciation, les actifs pétroliers et gaziers sont examinés chaque trimestre afin d'établir si leur valeur comptable excède les rentrées de fonds futures qu'on prévoit en tirer. Une baisse du prix des marchandises pourrait réduire les rentrées de fonds futures prévues et obliger la Société à réduire la juste valeur de ses propriétés pétrolifères et gazéifères, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation. Les « dépréciations » éventuelles pourraient être résorbées si la valeur des actifs remonte à la juste valeur à une date ultérieure.

Si une faiblesse éventuelle du prix du pétrole et du gaz devait se prolonger, cela compromettrait la capacité de Compton d'emprunter des fonds. Les facilités de crédit garanties de la Société sont établies par les prêteurs en fonction de leur estimation de la valeur des réserves prouvées de la Société, qui sert à déterminer le montant que la Société peut emprunter. La baisse de la quantité ou de la valeur des réserves pourrait également obliger Compton à effectuer des versements supplémentaires aux termes de la convention de traitement conclue avec MPP.

Si la Société éprouvait de la difficulté à commercialiser la production, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur ses taux de production ou sur le prix auquel elle vend celle-ci. Le pouvoir de Compton de commercialiser le pétrole et le gaz qui provient de ses puits dépend de nombreux facteurs qui sont indépendants de sa volonté, y compris la capacité des réseaux de collecte de gaz, des pipelines et des installations de traitement, l'accès à ceux-ci et leur proximité des puits. La Société subit l'effet des politiques énergétiques, des taxes et impôts et de la réglementation de la production pétrolière et gazière, du traitement et du transport du Canada et des États-Unis, que ce soit au palier fédéral ou des provinces

ou des États, selon le cas, ainsi que de la réglementation fédérale canadienne qui s'applique au pétrole et au gaz vendus ou transportés à l'extérieur de la province d'Alberta.

### **Nécessité de remplacer les réserves**

Le succès futur de Compton dépend de la mesure dans laquelle celle-ci réussira à trouver, à mettre en valeur ou à acquérir des réserves de pétrole et de gaz supplémentaires qu'elle pourra récupérer de façon rentable. Si ses activités d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation ou ses acquisitions ne portent pas fruit, ses réserves s'épuiseront et, de ce fait, la production ou la durée de vie moyenne des réserves diminuera. Si la production future baisse au point où les rentrées de fonds ne suffisent plus à financer les dépenses en immobilisations et que les sources de financement externes deviennent limitées ou introuvables, la Société ne sera plus en mesure d'engager les dépenses en immobilisations nécessaires afin de maintenir et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz. Compton ne peut garantir qu'elle sera en mesure de trouver et de mettre en valeur ou d'acquérir des réserves supplémentaires à un coût acceptable.

La direction continuera d'évaluer les perspectives qui s'offrent à elle conformément aux normes du secteur et aux pratiques passées. Le succès commercial à long terme de la Société dépendra de la mesure dans laquelle celle-ci réussira à trouver, à acquérir, à mettre en valeur et à produire de façon rentable des réserves de pétrole et de gaz. Il n'est pas certain que Compton sera en mesure de repérer des propriétés satisfaisantes à des fins d'acquisition ou de participation. De plus, même si elle en repère, elle pourrait juger qu'à ce moment-là, les marchés, les modalités de l'acquisition ou de la participation ou le prix de celle-ci rendent l'opération inabordable.

Compton s'efforce de minimiser ce risque inhérent, notamment en axant ses activités sur certaines zones principales de l'Ouest canadien qui sont assorties d'intérêts économiques directs élevés et en prenant en charge l'exploitation d'installations clés. La Société fait appel à une équipe de spécialistes extrêmement compétents qui ont des connaissances et de l'expérience dans ces régions. Compton évalue des acquisitions stratégiques qui pourraient compléter ses activités actuelles tout en essayant d'atteindre un équilibre entre les zones d'intérêt d'exploration et les zones d'intérêt de mise en valeur et d'exploitation à faible risque.

### **Incertitude liée à l'estimation des réserves**

L'estimation des réserves de pétrole et de gaz et des rentrées de fonds nettes futures qu'il est possible d'en tirer comporte un degré élevé d'incertitude, étant donné qu'elle repose sur la fiabilité des données géologiques et techniques disponibles, qui sont, de par leur nature, imprécises. Les données géologiques et techniques sont utilisées afin d'établir la probabilité qu'un gisement de pétrole et de gaz existe à un endroit en particulier et que le pétrole et le gaz puissent y être récupérés. La probabilité de l'existence du potentiel de récupération des réserves est inférieure à 100 % et le taux de récupération des réserves prouvées pourrait différer sensiblement des estimations.

L'estimation des réserves de pétrole et de gaz nécessite de nombreuses hypothèses qui se rapportent aux conditions d'exploitation et aux facteurs économiques, y compris le prix futur du pétrole et du gaz, la disponibilité de capitaux d'investissement, les frais de récupération, l'accès aux techniques de récupération améliorée, le pouvoir de commercialiser la production et la réglementation gouvernementale et d'autres facteurs d'ordre réglementaire, tels que les taxes et impôts, les taux de redevances et les lois environnementales. L'évolution de l'un ou de plusieurs de ces facteurs pourrait faire en sorte que les quantités connues de pétrole et de gaz naturel classées antérieurement dans la catégorie des réserves prouvées deviennent irrécupérables. Chacun de ces facteurs a également une incidence sur les frais de récupération et les taux de production et, par conséquent, est susceptible de réduire la valeur actualisée des rentrées de fonds futures qui pourraient être tirées des réserves estimées.

En outre, il se peut que les estimations des réserves et des rentrées de fonds nettes futures que l'on prévoit en tirer qui sont dressées par différents ingénieurs indépendants ou par le même ingénieur à des moments différents diffèrent considérablement.

### **Différence entre les pratiques de présentation de l'information sur les réserves au Canada et aux États-Unis**

Compton déclare sa production et ses réserves conformément aux pratiques canadiennes et plus particulièrement au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Ces pratiques sont différentes de celles qui servent à déclarer la production et à estimer les réserves dans les rapports et les autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC ») par des sociétés aux États-Unis.

La Société intègre de l'information supplémentaire sur la production et les réserves qui n'est généralement pas incluse ou est interdite en vertu des règles de la SEC et des pratiques aux États-Unis. Conformément aux pratiques canadiennes, Compton déclare des volumes bruts de production et de réserves; cependant, elle suit également la pratique des États-Unis qui consiste à déclarer ces volumes sur une base nette (déduction faite des redevances et des paiements semblables). Lorsque la Société évalue la quantité de ses réserves, elle suit aussi la pratique canadienne qui prévoit l'utilisation de prix et de coûts prévisionnels. Elle procède cependant à une estimation séparée de ses réserves à des prix et coûts constants à la date d'effet du rapport sur les réserves conformément aux règles canadiennes en matière de déclaration des réserves, qui sont semblables à la méthode d'évaluation à des prix constants moyens utilisée aux États-Unis.

Compton a inclus une estimation des réserves prouvées, des réserves prouvées et probables et des ressources éventuelles dans la présente notice annuelle. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la SEC interdisait généralement l'inclusion d'estimation des réserves probables et possibles et des ressources éventuelles dans les documents déposés auprès d'elle par des sociétés pétrolières et gazières des États-Unis. Toutefois, la SEC a adopté des révisions de ses règles de présentation de l'information pétrolière et gazière qui, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010, ont modifié notamment les normes d'établissement des réserves prouvées et permettent la présentation de renseignements sur les réserves probables et possibles dans certaines circonstances. Toutefois, il y a encore des différences importantes dans les catégories de réserves et la présentation des renseignements sur les réserves, de façon générale, en application des lois et des règles sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines.

### **Risques en matière d'exploration, de mise en valeur et de production**

De nombreux risques et dangers liés à l'exploitation sont inhérents à l'exploration, à la production, au traitement et au transport du pétrole et du gaz. Pendant les activités de forage, il est possible de rencontrer des formations imprévues ou des pressions qui sont susceptibles de causer des dommages au matériel ou des blessures corporelles ainsi que des incendies, des explosions, des éruptions et des déversements de pétrole, ou que d'autres accidents surviennent. En outre, de mauvaises conditions climatiques, des désastres naturels, des retards dans l'obtention des approbations ou des consentements gouvernementaux, l'insuffisance de la capacité de stockage ou de transport ou d'autres conditions d'ordre géologique ou mécanique pourraient forcer Compton à interrompre ses activités de forage, de production, de traitement et de transport ou à y mettre fin. Si l'un ou l'autre de ces événements entraîne la cessation ou le ralentissement des activités, cela aura un effet défavorable sur l'entreprise de Compton. Bien qu'une supervision étroite des puits et des activités d'entretien efficaces puissent contribuer à maximiser le taux de production au fil du temps, il est impossible d'éliminer les retards dans la production et la baisse de celle-ci dans des conditions d'exploitation normales sur le terrain et on peut s'attendre à ce que cela ait un effet défavorable sur les produits d'exploitation et les rentrées de fonds à divers degrés.

Les activités de forage, y compris les conditionnements, sont assujetties au risque que la Société ne trouve pas de réservoirs exploitables de façon rentable et qu'elle ne recouvre pas la totalité ou une partie de son placement. Le coût du forage, du conditionnement et de l'exploitation des puits est souvent incertain en raison du forage effectué dans des formations inconnues, des frais attribuables aux diverses conditions de forage, comme les zones de surpression, et de la modification des plans et des emplacements de forage qui découle des puits d'exploration forés antérieurement ou de l'obtention et de l'interprétation d'autres données sismiques.

### **Assurance**

Les risques et les dangers inhérents aux activités de Compton pourraient endommager, voire détruire, les puits de pétrole et de gaz, les installations de production et de traitement, les pipelines ou d'autres biens ou causer des dommages environnementaux ou des blessures corporelles, ce dont la Société pourrait être tenue responsable. Le fait que certains établissements de la Société soient situés à proximité de zones peuplées, y compris des zones résidentielles, des centres commerciaux et des emplacements industriels, pourrait accroître ces risques et dangers. La Société ne peut se protéger entièrement contre tous ces risques et ceux-ci ne sont pas tous assurables. Compton pourrait être tenue responsable des dommages découlant d'événements contre lesquels elle ne peut s'assurer ou contre lesquels elle pourrait choisir de ne pas le faire en raison du coût élevé des primes ou pour d'autres raisons. La survenance d'un événement majeur à l'égard duquel Compton n'est pas entièrement assurée ou indemnisée pourrait nuire grandement à la situation financière et aux résultats d'exploitation de celle-ci.

### **Concurrence**

Le secteur pétrolier et gazier est extrêmement concurrentiel. La Société livre concurrence à un grand nombre d'autres sociétés, dont bon nombre pourraient disposer de ressources techniques et financières supérieures aux siennes, en vue d'obtenir des capitaux, d'acquérir des réserves et des terrains non mis en valeur, d'embaucher du personnel compétent et d'avoir accès aux appareils de forage, aux appareils d'entretien ou à d'autres pièces d'équipement, aux installations de traitement et à la capacité pipelinière et de raffinage. Certaines de ces sociétés exercent non seulement des activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz, mais également des activités de raffinage et de commercialisation de pétrole brut et d'autres produits à l'échelle mondiale. En raison de ces activités complémentaires, certains concurrents pourraient disposer de ressources concurrentielles plus vastes et diversifiées que celles de Compton.

### **Accès au matériel de forage et restrictions en matière d'accès**

Les activités de forage de Compton pourraient être réduites, retardées ou annulées en raison de restrictions en matière d'accès au matériel et aux services, de retards dans la livraison ou la prestation de ceux-ci ou de pénuries de ceux-ci. Les activités pétrolières et gazières exercées dans le BSOC sont touchées par des interdictions routières imposées de temps à autre, qui peuvent limiter l'accès aux emplacements des puits et aux installations de production. En outre, les contraintes imposées par les propriétaires fonciers et les mauvaises conditions de surface pourraient perturber l'accès aux propriétés de la Société. Si Compton n'était pas en mesure d'accéder à ses propriétés ou d'exercer ses activités de la manière prévue, elle pourrait devoir ralentir ses activités ou y mettre fin.

Les activités d'exploration et de mise en valeur sont également tributaires de l'accès au matériel de forage et au matériel connexe dans les zones où elles seront exercées. Si ce matériel fait l'objet d'une demande accrue ou si des restrictions en matière d'accès sont imposées, cela pourrait empêcher la Société d'avoir accès au matériel dont elle a besoin et retarder les activités d'exploration et de mise en valeur. De plus, puisque Compton n'est pas l'exploitant des infrastructures de transport et des pipelines, elle dépendra des

exploitants pour déterminer l'échéancier des activités liées à ces propriétés et ne pourra pas vraiment diriger ou contrôler les activités des exploitants.

### **Dépendance à l'endroit d'employés clés**

Compton dépend dans une large mesure des services fournis par son personnel de direction clé, y compris ses hauts dirigeants et d'autres employés clés, et la perte de l'un ou l'autre d'entre eux pourrait avoir un effet défavorable important sur ses activités. La Société n'a pas contracté d'assurance collaborateurs à l'égard de l'un ou l'autre de ses employés. Le succès de Compton sera tributaire de la mesure dans laquelle celle-ci réussira à continuer à employer et à garder à son service du personnel compétent.

### **Cours des actions ordinaires**

Le cours des actions ordinaires de Compton peut être grandement influencé par des changements à court terme dans les prix des marchandises et les fluctuations des taux de change. Des facteurs comme la fluctuation des résultats d'exploitation de la Société, l'incidence d'une annonce publique de sa part et la conjoncture des marchés en général peuvent également avoir une incidence défavorable sur le cours de ses titres. Le cours des actions ordinaires de Compton a déjà fluctué grandement et pourrait continuer à le faire, ce qui pourrait entraîner des pertes pour les investisseurs. Les cours de clôture extrêmes des actions ordinaires à la TSX ont été de 2,03 \$ et de 0,56 \$ en 2009, de 1,11 \$ et de 0,39 \$ en 2010 et de 18,50 \$ et de 0,11 \$ en 2011, respectivement. Veuillez noter que les actions ordinaires de Compton ont fait l'objet d'un regroupement d'actions à raison de 200 : 1 le 10 août 2011 et le cours de clôture bas pour 2011 n'a pas été recalculé pour tenir compte de ce regroupement.

Les actions de la Société ont été radiées de la NYSE le 24 juin 2010. Les cours de clôture extrêmes des actions ordinaires à la NYSE ont été de 1,75 \$ US et de 0,44 \$ US en 2009 et de 1,16 \$ et de 0,609 \$ pour la période de 2010 antérieure à la radiation.

### **Dilution éventuelle**

La direction évalue continuellement des occasions d'acquisition et des opérations de restructuration du capital et, bien que la Société ne soit actuellement pas partie à des conventions définitives concernant ces opérations, elle pourrait effectuer des opérations qui entraîneraient l'émission d'actions ordinaires additionnelles, ce qui pourrait avoir un effet de dilution. Au cours du troisième trimestre de 2011, la Société a émis environ 3,7 millions de bons de souscription sans décaissement dans le cadre de la restructuration du capital de 2011. D'autres émissions d'actions ordinaires additionnelles pourraient aussi entraîner une dilution pour les porteurs d'actions ordinaires.

### **Changements au régime de redevances de l'Alberta**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la *Mines and Minerals (New Royalty Framework) Amendment Act, 2008* est entrée en vigueur en Alberta. Cette loi a mis en place un nouveau cadre pour les redevances (le « **nouveau cadre pour les redevances** ») qui comporte une augmentation des redevances perçues par le gouvernement de l'Alberta et une modification de la structure des redevances pour le gaz naturel et le pétrole classique découlant du rajustement des formules de taux mobiles, qui tiennent compte des prix et des volumes. Le 19 novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il fournirait une option unique permettant de choisir les nouveaux taux de redevance transitoires, au cas par cas, aux sociétés qui forent de nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique (d'une profondeur de 1 000 à 3 500 mètres) après le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Tous les puits forés entre 2009 et la fin de 2013 qui adoptent les taux transitoires devront passer au nouveau cadre pour les redevances le 1<sup>er</sup> janvier 2014. Tous les puits existants sont passés au nouveau cadre pour les redevances le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

De plus, le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme d'intéressement pour encourager les activités dans le secteur du pétrole et du gaz dans cette province. Le programme s'applique aux puits forés entre le 1<sup>er</sup> avril 2009 et le 31 mars 2010 et prévoyait : (i) un crédit de redevances de 200 \$ le mètre pour les nouveaux puits; (ii) un taux de redevance maximal de 5 % sur ces puits pendant les 12 premiers mois de production, jusqu'à concurrence de 50 000 barils de pétrole ou 500 millions de pieds cubes de gaz naturel. Ce programme restera en vigueur jusqu'au 31 mars 2011, moment auquel on évaluera s'il est pertinent ou approprié de le poursuivre. On prévoit que le programme aura pour effet de réduire les redevances de Compton, mais l'ampleur de cette réduction est inconnue. En raison des récentes modifications apportées au régime de redevance de l'Alberta, il est impossible de prévoir à quel moment des modifications, s'il y en a, pourraient survenir.

Le 11 mars 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé les résultats de l'examen de la concurrence : le taux de redevance maximal a été réduit à 40 % pour le pétrole classique et à 36 % pour le gaz naturel à compter de janvier 2011. La composante « quantité » demeure inchangée, mais la composante « prix » a été modifiée de manière à modérer l'augmentation du taux à des prix supérieurs à 5,25 \$/GJ pour le gaz et 535 000 \$/m<sup>3</sup> pour le pétrole. Compte tenu de la faiblesse du prix du gaz en 2011, qui devrait se poursuivre en 2012, on s'attend à ce que l'incidence des changements aux redevances soit minime pour la Société.

### **Risques d'ordre environnemental**

La Société n'est pas entièrement assurée contre certains risques environnementaux, soit parce que cette assurance n'existe pas, soit parce que les primes y afférentes sont élevées. En particulier, l'assurance contre les risques de pollution environnementale survenant à la longue (par opposition aux dommages soudains et catastrophiques) ne peut être obtenue selon des modalités raisonnables sur le plan économique. Par conséquent, les propriétés de Compton pourraient exposer celle-ci à des responsabilités attribuables à des dangers contre lesquels il est impossible de s'assurer ou contre lesquels elle ne s'est pas assurée en raison du coût élevé des primes ou pour d'autres raisons.

Compton est déterminée à atténuer les conséquences éventuelles qu'elle pourrait avoir sur l'environnement en faisant en sorte d'exercer ses activités selon des normes élevées. Ainsi, le respect de la réglementation par la Société est supérieur à la moyenne du secteur et la Société n'a aucun défaut de conformité important à son dossier. De plus, il n'y a pas eu de dommages à l'environnement qui auraient porté atteinte à sa réputation ou entraîné un litige.

### ***Tendances et incertitudes***

Le secteur pétrolier et gazier est assujéti à de nombreux règlements et lois locaux, provinciaux et fédéraux en matière d'environnement. La conformité aux nouvelles lois et aux nouveaux règlements peut nécessiter des dépenses considérables et leur violation peut entraîner l'imposition d'ordonnances de fermeture ou d'amendes et de sanctions, parfois sévères. Il est possible qu'à l'avenir le coût de la conformité à la réglementation environnementale ait un effet défavorable important sur la situation financière de la Société. En outre, l'évolution future des lois et des règlements environnementaux, y compris l'adoption de normes plus strictes ou une mise en application plus sévère, pourrait entraîner une augmentation des coûts, l'attribution de responsabilités croissantes et une augmentation des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation, l'un ou l'autre de ces facteurs étant susceptible d'avoir un effet défavorable important sur la situation financière de Compton.

Puisque les installations de production de Compton émettent des gaz à effet de serre, qui se dégagent aussi d'autres activités exercées par la Société, celle-ci pourrait être visée par les objectifs en matière d'émission et être assujéti à la législation, qui rendra nécessaire une réglementation de plus en plus

stricte des émissions de gaz à effet de serre. Au Canada, l'incertitude réglementaire entourant la législation sur les changements climatiques demeure. À l'heure actuelle, le projet sur l'efficacité de la réglementation en Alberta fait l'objet d'un débat au niveau ministériel, et les changements prévus pourraient modifier considérablement le régime de réglementation en Alberta. Néanmoins, si les buts poursuivis par le projet sont atteints et que l'efficacité est améliorée, l'ensemble du secteur en ressentira les bienfaits financiers. Compton estime que ces changements éventuels favorisent l'exploitation et la mise en valeur continues dans ses secteurs d'exploitation clés en Alberta.

Compte tenu de la constante évolution des mesures prises et de la réglementation adoptée en matière de changements climatiques, il est impossible de prévoir la nature des lois futures qui traiteront des changements climatiques ou leur incidence sur la Société, son exploitation et sa situation financière à ce moment-là.

### ***Responsabilités environnementales***

La réglementation environnementale prévoit notamment des restrictions et des interdictions à l'égard de la génération, de la manutention, du stockage, du transport, du traitement et de l'élimination de substances dangereuses et de déchets provenant du déversement, du rejet ou de l'émission de diverses substances produites dans le cadre des activités pétrolières et gazières. Les lois et règlements exigent également que les puits, les emplacements des installations et les autres biens utilisés dans le cadre des activités de la Société soient exploités, entretenus, abandonnés et remis en état à la satisfaction des organismes de réglementation compétents. En vertu de ces lois et règlements, Compton pourrait être tenue responsable de blessures corporelles, de frais de nettoyage, de mesures de correction et d'autres dommages environnementaux et matériels et faire l'objet de sanctions administratives, civiles et criminelles.

Il n'y a eu aucun déversement, rejet ou incident environnemental notable ayant une incidence financière importante, ni aucune action en justice en raison d'événements ou d'incidents en matière d'environnement ou de sécurité ni aucune contamination environnementale importante connue liée à des activités ou à des pratiques antérieures. Toutefois, dans le cadre du programme de remise en état et d'abandon de Compton, les nouveaux emplacements continueront de faire l'objet d'examen et pourraient être désignés comme étant contaminés à l'avenir.

### ***Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (les « OHSI »)***

Compton n'a constitué aucun fonds de remise en état distinct qui servirait à financer ses obligations environnementales et de remise en état futures estimatives. Les frais de remise en état ou d'abandon des emplacements engagés dans le cours normal des activités pendant une période donnée seront financés au moyen des fonds provenant de l'exploitation. On ne peut prévoir dans quelle mesure Compton pourra financer entièrement ses obligations environnementales et ses obligations d'abandon et de remise en état futures.

Compton prévoit devoir engager des frais de remise en état à long terme au fur et à mesure que les puits atteindront la fin de leur durée utile. Elle constitue des provisions pour les frais d'abandon et de remise en état futurs dans ses états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Une évaluation quantitative accompagnée d'une analyse qualitative portant sur les exigences en matière de protection de l'environnement, sur les politiques et sur les coûts se trouve à la rubrique « Autres renseignements sur le pétrole et le gaz – Renseignements supplémentaires sur les frais d'abandon et de remise en état » dans la présente notice annuelle.

Des incertitudes appréciables se rapportent aux OHSI, et leur incidence sur les états financiers pourrait être considérable. Les frais relatifs à ces OHSI et le moment où celles-ci pourraient devoir être remplies

pourraient différer des estimations actuelles. Les principaux facteurs qui pourraient modifier les flux de trésorerie prévus sont :

- des modifications législatives;
- la construction de nouvelles installations;
- un changement dans l'estimation des réserves et la modification de la durée des réserves en résultant;
- un changement technologique.

## **RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES**

Les participations de Compton dans la totalité des propriétés principales de gaz naturel et de pétrole brut de la Société ont été évaluées dans un rapport (le « **rapport sur les réserves** ») dressé en date du 31 décembre 2011 par la société de génie pétrolier et de géologie intégrée internationale indépendante, GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« **GLJ** »). Le résumé des réserves de la Société ci-après est calculé et présenté conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Les hypothèses et les réserves sur les coûts, les prix de la production future et d'autres questions sont indiquées ci-après. Le rapport sur les réserves est fondé sur les données fournies par la Société et sur les avis de GLJ quant aux pratiques raisonnables du secteur.

Toutes les évaluations des produits d'exploitation nets futurs tiennent compte des charges d'impôts futurs (sauf indication contraire dans les tableaux), des redevances, des frais de mise en valeur, des frais de production et des frais d'abandon des puits, mais non des frais indirects comme les frais administratifs, les frais généraux et d'autres frais divers. Les produits d'exploitation nets futurs estimatifs qui figurent dans les tableaux ci-après ne représentent pas nécessairement la juste valeur marchande des réserves de Compton. Il n'est pas certain que les hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels posées dans le rapport sur les réserves se réaliseront, et les écarts pourraient être marqués. D'autres hypothèses et réserves relatives aux coûts et à d'autres questions sont résumées dans les notes qui accompagnent les tableaux qui suivent. Les estimations quant à la récupération et aux réserves des propriétés de Compton qui figurent dans les présentes ne sont que des estimations. Les réserves réelles des propriétés de Compton pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations calculées dans les présentes, et les écarts pourraient être marqués. Compton ne compte aucune réserve de pétrole lourd et le terme « pétrole brut » désigne uniquement le pétrole brut léger et de densité moyenne.

Le présent relevé est daté du 7 mars 2011. La date d'effet du relevé est le 31 décembre 2011, et la date de son élaboration, le 6 février 2012.

Le Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de Compton, présenté sous la forme de l'Annexe 51-101A2, et le Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz, présenté sous la forme de l'Annexe 51-101A3, sont joints aux présentes à titre d'annexes A et B, respectivement.

### **Volume des réserves et valeurs fondées sur les prix et coûts prévisionnels**

Le tableau ci-après résume les réserves de la Société par type de produit, établies au moyen des hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels, avant et après déduction des redevances applicables, à la fin du dernier exercice.

***Sommaire des réserves de pétrole et de gaz établies au moyen de prix prévisionnels en date du 31 décembre 2011***

| Catégorie de réserves <sup>(1)</sup>                         | Pétrole brut   |                | Gaz naturel <sup>(2)</sup>    |                               | LGN            |                | Total           |                 |
|--------------------------------------------------------------|----------------|----------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
|                                                              | Brutes<br>(kb) | Nettes<br>(kb) | Brutes<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Nettes<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Brutes<br>(kb) | Nettes<br>(kb) | Brutes<br>(ktf) | Nettes<br>(ktf) |
| <b>Réserves prouvées</b>                                     |                |                |                               |                               |                |                |                 |                 |
| Réserves mises en valeur exploitées                          | 1 818          | 1 300          | 195 619                       | 162 620                       | 3 582          | 3 342          | 38 003          | 30 745          |
| Réserves mises en valeur inexploitées                        | 137            | 109            | 14 390                        | 12 019                        | 290            | 208            | 2 825           | 2 319           |
| Réserves non mises en valeur                                 | 279            | 223            | 50 462                        | 43 155                        | 1 372          | 991            | 10 062          | 8 406           |
| <b>Total des réserves prouvées</b>                           | <b>2 234</b>   | <b>1 631</b>   | <b>260 471</b>                | <b>217 794</b>                | <b>5 244</b>   | <b>3 540</b>   | <b>50 890</b>   | <b>41 470</b>   |
| <b>Réserves probables</b>                                    | 877            | 635            | 130 649                       | 109 488                       | 2 630          | 1 801          | 25 282          | 20 684          |
| <b>Total des réserves prouvées et des réserves probables</b> | <b>3 111</b>   | <b>2 265</b>   | <b>391 120</b>                | <b>327 281</b>                | <b>7 874</b>   | <b>5 342</b>   | <b>76 172</b>   | <b>62 154</b>   |

(1) Le total des colonnes peut sembler inexact étant donné que les chiffres sont arrondis.

(2) Le gaz dissous et associé constitue moins de 3 % des réserves prouvées et probables de gaz naturel de la Société et est donc considéré comme négligeable et sa répartition n'est pas présentée séparément.

Le tableau ci-après résume les produits d'exploitation nets futurs de la Société en date du 31 décembre 2011 établis au moyen des hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels.

***Sommaire des produits d'exploitation nets futurs en date du 31 décembre 2011 (prix prévisionnels)***

| Catégorie de réserves <sup>(1)</sup>                         | Produits d'exploitation nets futurs (en milliers de dollars)<br>Avant impôts, actualisés à (en pourcentage par année) |                   |                   |                   |                   |
|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                                                              | 0 %                                                                                                                   | 5 %               | 10 %              | 15 %              | 20 %              |
| <b>Réserves prouvées</b>                                     |                                                                                                                       |                   |                   |                   |                   |
| Réserves mises en valeur exploitées                          | 862 208 \$                                                                                                            | 529 422 \$        | 388 203 \$        | 310 431 \$        | 260 737 \$        |
| Réserves mises en valeur inexploitées                        | 52 172                                                                                                                | 36 993            | 28 152            | 22 521            | 18 680            |
| Réserves non mises en valeur                                 | 166 974                                                                                                               | 85 279            | 45 029            | 22 362            | 8 453             |
| <b>Total des réserves prouvées</b>                           | <b>1 081 355 \$</b>                                                                                                   | <b>651 694 \$</b> | <b>461 384 \$</b> | <b>355 314 \$</b> | <b>287 870 \$</b> |
| Réserves probables                                           | 595 297                                                                                                               | 273 429           | 154 558           | 96 929            | 64 116            |
| <b>Total des réserves prouvées et des réserves probables</b> | <b>1 676 652 \$</b>                                                                                                   | <b>925 123 \$</b> | <b>615 942 \$</b> | <b>452 243 \$</b> | <b>351 986 \$</b> |

(1) Le total des colonnes peut sembler inexact étant donné que les chiffres ont été arrondis.

(2) Tient compte, à tout le moins, des frais d'abandon des puits (plutôt que de la somme des frais d'abandon et de remise en état).

| Catégorie de réserves <sup>(1)</sup>                         | Produits d'exploitation nets futurs (en milliers de dollars)<br>Après impôts, actualisés à (en pourcentage par année) |                   |                   |                   |                   |
|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                                                              | 0 %                                                                                                                   | 5 %               | 10 %              | 15 %              | 20 %              |
| <b>Réserves prouvées</b>                                     |                                                                                                                       |                   |                   |                   |                   |
| Réserves mises en valeur exploitées                          | 769 562 \$                                                                                                            | 496 881 \$        | 374 293 \$        | 303 729 \$        | 257 245 \$        |
| Réserves mises en valeur inexploitées                        | 39 007                                                                                                                | 29 400            | 23 588            | 19 686            | 16 871            |
| Réserves non mises en valeur                                 | 125 178                                                                                                               | 62 863            | 31 778            | 14 023            | 2 975             |
| <b>Total des réserves prouvées</b>                           | <b>933 747 \$</b>                                                                                                     | <b>569 144 \$</b> | <b>429 659 \$</b> | <b>337 438 \$</b> | <b>277 091 \$</b> |
| <b>Réserves probables</b>                                    | 444 964                                                                                                               | 203 711           | 114 470           | 71 142            | 46 426            |
| <b>Total des réserves prouvées et des réserves probables</b> | <b>1 378 711 \$</b>                                                                                                   | <b>792 855 \$</b> | <b>544 129 \$</b> | <b>408 580 \$</b> | <b>323 517 \$</b> |

(1) Le total des colonnes peut sembler inexact étant donné que les chiffres ont été arrondis.

Les produits d'exploitation nets futurs non actualisés, calculés au moyen des hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels, tiennent compte des éléments présentés dans le tableau suivant.

***Total des produits d'exploitation nets futurs (non actualisés) en date du 31 décembre 2011 (prix prévisionnels)***

| Catégorie de réserves <sup>(1)</sup> | Produits d'exploitation |         | Frais d'exploitation | Frais de mise en valeur | Frais d'abandon des puits <sup>(2)</sup> | Produits d'exploitation nets futurs avant impôts |         | Produits d'exploitation nets futurs après impôts |
|--------------------------------------|-------------------------|---------|----------------------|-------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------------|---------|--------------------------------------------------|
|                                      | Redevances              | Impôts  |                      |                         |                                          |                                                  |         |                                                  |
| (en milliers de dollars)             |                         |         |                      |                         |                                          |                                                  |         |                                                  |
| Réserves prouvées                    | 2 626 384               | 482 644 | 857 783              | 162 496                 | 42 106                                   | 1 081 355                                        | 147 608 | 933 747                                          |
| Réserves prouvées et probables       | 4 067 684               | 750 363 | 1 276 732            | 311 872                 | 52 065                                   | 1 676 652                                        | 297 941 | 1 378 711                                        |

(1) Le total des colonnes peut sembler inexact étant donné que les chiffres ont été arrondis.

(2) Tient compte, à tout le moins, des frais d'abandon des puits (plutôt que de la somme des frais d'abandon et de remise en état).

Le tableau ci-après résume les produits d'exploitation nets futurs de la Société, calculés au moyen de prix et de coûts prévisionnels, avant impôts, par groupe de production.

**Total des produits d'exploitation nets futurs par groupe de production en date du 31 décembre 2011  
(prix prévisionnels)**

| Catégorie de réserves          | Groupe de production                               | Produits d'exploitation<br>futurs avant impôts<br>(actualisés au taux de<br>10 % par année)<br>(en milliers de dollars) | Valeur par unité <sup>(3)</sup> |                        |              |
|--------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|------------------------|--------------|
|                                |                                                    |                                                                                                                         | (\$/b)                          | (\$/kpi <sup>3</sup> ) | (\$/bep)     |
| Réserves prouvées              | Pétrole léger et de densité moyenne <sup>(1)</sup> | 58 994                                                                                                                  | 21,50                           |                        | 21,50        |
|                                | Pétrole lourd <sup>(1)</sup>                       | 364                                                                                                                     | 9,74                            |                        | 9,74         |
|                                | Gaz naturel <sup>(2)</sup>                         | 395 689                                                                                                                 |                                 | 1,74                   | 10,44        |
|                                | Gaz naturel - MH                                   | 6 337                                                                                                                   |                                 | 1,37                   | 8,23         |
| <b>Total</b>                   |                                                    | <b>461 384</b>                                                                                                          |                                 |                        | <b>11,13</b> |
| Réserves prouvées et probables | Pétrole léger et de densité moyenne <sup>(1)</sup> | 73 458                                                                                                                  | 19,47                           |                        | 19,47        |
|                                | Pétrole lourd <sup>(1)</sup>                       | 435                                                                                                                     | 9,56                            |                        | 9,56         |
|                                | Gaz naturel <sup>(2)</sup>                         | 533 900                                                                                                                 |                                 | 1,55                   | 9,31         |
|                                | Gaz naturel - MH                                   | 8 149                                                                                                                   |                                 | 1,36                   | 8,19         |
| <b>Total</b>                   |                                                    | <b>615 942</b>                                                                                                          |                                 |                        | <b>9,91</b>  |

(1) Y compris le gaz dissous et les autres sous-produits.

(2) Y compris les sous-produits à l'exclusion du gaz dissous.

(3) La valeur par unité est calculée selon les réserves nettes.

### Hypothèses relatives aux prix

Le calcul des produits d'exploitation nets futurs au moyen de prix et de coûts prévisionnels est fondé sur les hypothèses relatives aux prix présentées ci-après. Les données relatives aux réserves de GLJ au 31 décembre 2011 sont fondées sur les prix établis par GLJ au 1<sup>er</sup> janvier 2012.

### Sommaire des hypothèses relatives aux prix constants en date du 1<sup>er</sup> janvier 2011

| Exercice     | Pétrole brut                        |                                           | Gaz naturel                            | LGN                        |                           |                              | Soufre                            | Taux d'inflation <sup>(1)</sup> | Taux de change |
|--------------|-------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------|---------------------------|------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|----------------|
|              | WTI à Cushing en Oklahoma (\$ US/b) | Prix au pair à Edmonton 40° API (\$ CA/b) | Prix au comptant à l'AECO (\$ CA/Mbtu) | Edmonton Propane (\$ CA/b) | Edmonton Butane (\$ CA/b) | Edmonton Pentanes+ (\$ CA/b) | À la sortie de l'usine (\$ CA/ft) | en pourcentage par année        | \$ CA/\$ US    |
| Prévisions   |                                     |                                           |                                        |                            |                           |                              |                                   |                                 |                |
| 2012         | 97,00                               | 97,96                                     | 3,29                                   | 58,78                      | 76,41                     | 107,76                       | 161,08                            | 2,0                             | 0,98           |
| 2013         | 100,00                              | 101,02                                    | 3,93                                   | 60,61                      | 78,80                     | 108,09                       | 135,57                            | 2,0                             | 0,98           |
| 2014         | 100,00                              | 101,02                                    | 4,39                                   | 60,61                      | 78,80                     | 105,06                       | 110,06                            | 2,0                             | 0,98           |
| 2015         | 100,00                              | 101,02                                    | 4,84                                   | 60,61                      | 78,80                     | 105,06                       | 84,55                             | 2,0                             | 0,98           |
| 2016         | 100,00                              | 101,02                                    | 5,30                                   | 60,61                      | 78,80                     | 105,06                       | 84,55                             | 2,0                             | 0,98           |
| 2017         | 100,00                              | 101,02                                    | 5,75                                   | 60,61                      | 78,80                     | 105,06                       | 87,10                             | 2,0                             | 0,98           |
| 2018         | 101,35                              | 102,40                                    | 5,99                                   | 64,44                      | 79,87                     | 106,49                       | 89,70                             | 2,0                             | 0,98           |
| 2019         | 103,38                              | 104,47                                    | 6,11                                   | 62,68                      | 81,49                     | 108,65                       | 92,36                             | 2,0                             | 0,98           |
| 2020         | 105,45                              | 106,58                                    | 6,23                                   | 63,95                      | 83,13                     | 110,84                       | 95,06                             | 2,0                             | 0,98           |
| 2021         | 107,56                              | 108,73                                    | 6,36                                   | 65,24                      | 84,81                     | 113,08                       | 97,83                             | 2,0                             | 0,98           |
| Par la suite | +2,0 %/an                           | +2,0 %/an                                 | +2,0 %/an                              | +2,0 %/an                  | +2,0 %/an                 | +2,0 %/an                    | +2,0 %/an                         | 2,0                             | 0,98           |

(1) Taux d'inflation servant à établir les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations.

Le prix de vente moyen pondéré réalisé par Compton pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 s'est établi à 3,92 \$/kpi<sup>3</sup> pour le gaz naturel, à 89,34 \$/b pour le pétrole brut, à 77,60 \$/b pour les LGN et à 59,78 \$/tf pour le soufre.

## Rapprochement des réserves

Le tableau ci-après présente l'évolution survenue dans les réserves de la Société au cours du dernier exercice, selon les hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels.

### *Rapprochement des réserves brutes par type de produit établi au moyen de prix et de coûts prévisionnels<sup>(1)</sup>*

|                                      | Pétrole brut                           |                                         |                                                     | Gaz naturel                                           |                                                        |                                                                    |
|--------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
|                                      | Réserves<br>prouvées<br>brutes<br>(kb) | Réserves<br>probables<br>brutes<br>(kb) | Réserves<br>prouvées et<br>probables brutes<br>(kb) | Réserves<br>prouvées<br>brutes<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Réserves<br>probables<br>brutes<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Réserves<br>prouvées et<br>probables brutes<br>(Mpi <sup>3</sup> ) |
| 31 décembre 2010                     | 1 988                                  | 631                                     | 2 619                                               | 297 957                                               | 140 316                                                | 438 273                                                            |
| Extensions et récupération améliorée | 259                                    | 303                                     | 562                                                 | 8 091                                                 | 2 113                                                  | 10 204                                                             |
| Révisions techniques                 | 288                                    | (53)                                    | 235                                                 | (1 736)                                               | (5 921)                                                | (7 657)                                                            |
| Découvertes                          | -                                      | -                                       | -                                                   | -                                                     | -                                                      | -                                                                  |
| Acquisitions                         | -                                      | -                                       | -                                                   | -                                                     | -                                                      | -                                                                  |
| Aliénations                          | -                                      | -                                       | -                                                   | (6 481)                                               | (4 497)                                                | (10 978)                                                           |
| Facteurs économiques                 | (12)                                   | (3)                                     | (15)                                                | (12 946)                                              | (1 362)                                                | (14 308)                                                           |
| Production                           | (290)                                  | -                                       | (290)                                               | (24 415)                                              | -                                                      | (24 415)                                                           |
| <b>31 décembre 2011</b>              | <b>2 234</b>                           | <b>878</b>                              | <b>3 111</b>                                        | <b>260 471</b>                                        | <b>130 649</b>                                         | <b>391 120</b>                                                     |

(1) Dressé par la direction. Le total des colonnes peut sembler inexact, étant donné que les chiffres ont été arrondis.

(2) Le communiqué daté du 7 mars 2012 sur les réserves de la Société donne d'autres explications sur les révisions techniques.

|                                      | LGN                                    |                                         |                                                     | Total des réserves                       |                                           |                                                       |
|--------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
|                                      | Réserves<br>prouvées<br>brutes<br>(kb) | Réserves<br>probables<br>brutes<br>(kb) | Réserves<br>prouvées et<br>probables brutes<br>(kb) | Réserves<br>prouvées<br>brutes<br>(kbep) | Réserves<br>probables<br>brutes<br>(kbep) | Réserves<br>prouvées et<br>probables brutes<br>(kbep) |
| 31 décembre 2010                     | 5 427                                  | 2 587                                   | 8 014                                               | 57 074                                   | 26 604                                    | 83 678                                                |
| Extensions et récupération améliorée | 222                                    | 32                                      | 254                                                 | 1 830                                    | 686                                       | 2 516                                                 |
| Révisions techniques                 | 93                                     | 33                                      | 127                                                 | 92                                       | (1 006)                                   | (914)                                                 |
| Découvertes                          | -                                      | -                                       | -                                                   | -                                        | -                                         | -                                                     |
| Acquisitions                         | -                                      | -                                       | -                                                   | -                                        | -                                         | -                                                     |
| Aliénations                          | -                                      | (49)                                    | (49)                                                | (1 080)                                  | (799)                                     | (1 879)                                               |
| Facteurs économiques                 | (53)                                   | 27                                      | (26)                                                | (2 223)                                  | (203)                                     | (2 426)                                               |
| Production                           | (444)                                  | -                                       | (444)                                               | (4 803)                                  | -                                         | (4 803)                                               |
| <b>31 décembre 2011</b>              | <b>5 244</b>                           | <b>2 630</b>                            | <b>7 874</b>                                        | <b>50 890</b>                            | <b>25 282</b>                             | <b>76 172</b>                                         |

(1) Dressé par la direction. Le total des colonnes peut sembler inexact, étant donné que les chiffres ont été arrondis.

(2) Le communiqué daté du 7 mars 2012 sur les réserves de la Société donne d'autres explications sur les révisions techniques.

## Renseignements supplémentaires sur les données relatives aux réserves

### *Réserves non mises en valeur attribuées pendant l'exercice en cours*

Le texte qui suit décrit de manière générale la façon dont Compton attribue les réserves prouvées et probables non mises en valeur et ses projets en vue de mettre en valeur ces réserves.

Les réserves non mises en valeur sont celles que l'on prévoit récupérer de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, le coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées ou probables) qui leur a été attribuée.

#### *i) Réserves prouvées non mises en valeur*

Les réserves prouvées non mises en valeur sont généralement les réserves relatives aux puits qui ont fait l'objet d'un essai et qui ne sont pas encore raccordés, aux puits forés vers la fin de l'exercice ou aux puits éloignés des réseaux de collecte de la Société. De plus, ces réserves peuvent se rapporter à des emplacements où des forages intercalaires sont prévus. Il est prévu que la majeure partie de ces réserves seront en production dans un délai de cinq ans.

Le tableau ci-après présente les réserves prouvées non mises en valeur de la Société qui ont d'abord été attribuées au cours des trois derniers exercices et, au total, avant cette période, calculées au moyen des hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels, par type de production.

| Exercice                     | Réserves totales non mises en valeur prouvées |                                 |          |              |
|------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------|----------|--------------|
|                              | Pétrole brut (kb)                             | Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> ) | LGN (kb) | Soufre (ktf) |
| 2011                         | 73                                            | 4 270                           | 127      | -            |
| 2010                         | 164                                           | 2 154                           | 30       | -            |
| 2009                         | -                                             | 4 809                           | 63       | -            |
| 2008 et exercices précédents | 54                                            | 85 847                          | 1 569    | 141          |

(1) L'expression « qui ont d'abord été attribuées » se rapporte aux réserves qui ont été attribuées au départ à la fin de l'exercice correspondant.

#### *ii) Réserves probables non mises en valeur*

Les réserves probables non mises en valeur sont généralement les réserves qui ont fait l'objet d'un essai ou qui sont indiquées par analogie comme étant des emplacements de forage intercalaire productifs et des terrains adjacents aux emplacements de production. Il est prévu que la majeure partie de ces réserves seront en production d'ici la fin de 2015.

Le tableau ci-après présente les réserves probables non mises en valeur de la Société qui ont d'abord été attribuées au cours des trois derniers exercices et, au total, avant cette période, calculées au moyen des hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels, par type de production.

| Exercice                     | Réserves totales non mises en valeur prouvées |                                 |          |              |
|------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------|----------|--------------|
|                              | Pétrole brut (kb)                             | Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> ) | LGN (kb) | Soufre (ktf) |
| 2011                         | 221                                           | 2 416                           | 54       | -            |
| 2010                         | 82                                            | 3 621                           | 53       | -            |
| 2009                         | -                                             | 29 845                          | 202      | 80           |
| 2008 et exercices précédents | 1 459                                         | 237 922                         | 4 504    | 461          |

(1) L'expression « qui ont d'abord été attribuées » se rapporte aux réserves qui ont été attribuées au départ à la fin de l'exercice correspondant.

### ***Facteurs ou incertitudes importants ayant une incidence sur les données relatives aux réserves***

Le processus d'estimation des réserves est complexe. Bien que tous les efforts raisonnables soient faits pour en assurer l'exactitude, il s'agit d'une science déductive, qui nécessite que l'on porte des jugements et que l'on prenne des décisions d'importance d'après les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques accessibles dont on dispose. Les estimations peuvent varier considérablement au fur et à mesure que l'on prend connaissance des résultats des travaux de mises en valeur en cours et des données de production et que les facteurs économiques qui ont une incidence sur le prix et le coût du pétrole et du gaz naturel changent. Les estimations sont alors examinées, puis révisées, à la hausse ou à la baisse, en fonction des nouveaux renseignements obtenus.

Les estimations des réserves qui figurent dans les présentes sont fondées sur les prévisions actuelles quant à la production et sur les prix et la conjoncture économique en cours. Les réserves de Compton sont évaluées par GLJ.

### ***Frais de mise en valeur futurs***

Le tableau ci-après résume les frais de mise en valeur déduits dans le cadre de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées ci-après :

### ***Frais de mise en valeur déduits dans le cadre de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs<sup>(1)</sup>***

| Exercice                         | Réserves prouvées                                                 | Réserves prouvées et probables                                    |
|----------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
|                                  | Prix et coûts prévisionnels<br>par année<br>(milliers de dollars) | Prix et coûts prévisionnels<br>par année<br>(milliers de dollars) |
| Non actualisé                    |                                                                   |                                                                   |
| 2012                             | 31 409                                                            | 56 241                                                            |
| 2013                             | 55 437                                                            | 84 768                                                            |
| 2014                             | 55 216                                                            | 108 509                                                           |
| 2015                             | 10 754                                                            | 41 617                                                            |
| 2016                             | 3 235                                                             | 12 932                                                            |
| Solde                            | 6 445                                                             | 7 805                                                             |
| Total non actualisé              | 162 496                                                           | 311 872                                                           |
| Total actualisé à 10 % par année | 133 010                                                           | 252 920                                                           |

(1) Y compris les frais d'abandon. Le total des colonnes peut sembler inexact, étant donné que les chiffres ont été arrondis.

D'après les prix prévisionnels, Compton estime que ses fonds autogénérés suffiront à financer les frais de mise en valeur futurs indiqués ci-dessus. Si la Société décidait d'accélérer son programme de dépenses en immobilisations, d'autres sources de financement devraient être envisagées, comme : (i) l'aliénation d'actifs; (ii) l'amodiation de terrains existants; (iii) des alliances stratégiques; (iv) le financement par emprunts, s'il y a lieu; (v) de nouvelles émissions de titres de participation. Compton ne prévoit pas que les coûts liés au financement de ses dépenses en immobilisations auront une incidence importante sur les facteurs économiques des programmes.

## AUTRES RENSEIGNEMENTS SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

### Propriétés et puits de pétrole et de gaz

Le tableau ci-après résume l'emplacement des puits de pétrole brut et de gaz naturel qui sont productifs, ou dont la Société estime qu'ils pourraient l'être, dans lesquels la Société avait une participation au 31 décembre 2011.

| Zone                       | Puits de pétrole brut productifs |           | Puits de pétrole brut non productifs <sup>(2)</sup> |           | Puits de gaz naturel productifs |            | Puits de gaz naturel non productifs <sup>(2)</sup> |           | Total des puits |            |
|----------------------------|----------------------------------|-----------|-----------------------------------------------------|-----------|---------------------------------|------------|----------------------------------------------------|-----------|-----------------|------------|
|                            | Bruts                            | Nets      | Bruts                                               | Nets      | Bruts                           | Nets       | Bruts                                              | Nets      | Bruts           | Nets       |
| <b>Alberta</b>             |                                  |           |                                                     |           |                                 |            |                                                    |           |                 |            |
| Niton <sup>(3)</sup>       | 27                               | 23        | 6                                                   | 6         | 116                             | 83         | 24                                                 | 19        | 173             | 130        |
| High River                 | 3                                | 3         | -                                                   | -         | 116                             | 98         | 8                                                  | 7         | 127             | 108        |
| Plaines du Sud             | 28                               | 17        | 4                                                   | 3         | 686                             | 601        | 7                                                  | 6         | 725             | 627        |
| Contreforts <sup>(4)</sup> | -                                | -         | 1                                                   | 1         | 26                              | 25         | 2                                                  | 2         | 29              | 28         |
| Autre                      | 8                                | 3         | -                                                   | -         | 121                             | 73         | 2                                                  | 2         | 131             | 78         |
| <b>Total des puits</b>     | <b>66</b>                        | <b>46</b> | <b>11</b>                                           | <b>10</b> | <b>1 065</b>                    | <b>880</b> | <b>43</b>                                          | <b>36</b> | <b>1 185</b>    | <b>970</b> |

(1) Le total des colonnes peut sembler inexact, étant donné que les chiffres ont été arrondis.

(2) Une partie des puits inexploités sont des puits susceptibles de produire mais qui, pour diverses raisons, y compris notamment l'absence de marchés ou l'absence de mise en valeur, ne peuvent être mis en production à l'heure actuelle.

(3) Comprend les propriétés de Bigoray.

(4) Propriétés de Callum, de Cowley et de Todd Creek.

Compton possède un intérêt économique considérable dans ses propriétés et se charge d'une large part de leur exploitation. Ainsi, la Société est propriétaire de ses importantes infrastructures établies, de sorte qu'elle peut gérer efficacement la mise en valeur des zones et modifier ses activités en conséquence. On trouvera une description des propriétés clés à la rubrique « Description de l'entreprise – Propriétés principales ». Dans l'ensemble, Compton exploite une capacité de compression de plus de 50 000 horse power (« **hp** »), ce qui donne au total une capacité de compression auxiliaire disponible de 200 Mpi<sup>3</sup>/j et une capacité de traitement exploitée de plus de 85 Mpi<sup>3</sup>/j sans avoir besoin de recourir à une capacité intermédiaire (ce qui ne tient pas compte de l'usine de traitement du gaz de Mazeppa), et une infrastructure pipelinière de plus de 2 000 km. Les installations clés sont énumérées ci-dessous :

- **Usine de traitement du gaz de Mazeppa** : Compton met son équipe de direction à la disposition de Mazeppa Processing Partnership, dont Enstar est propriétaire, et lui donne des directives générales (voir « Description de l'entreprise – Mazeppa Processing Partnership »). Cette usine de traitement du gaz corrosif est située dans la zone de High River aux coordonnées 2-35-19-28 W4M et a actuellement une capacité de production de 90 Mpi<sup>3</sup>/j (capacité d'admission de l'usine) de gaz naturel corrosif et de 45 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel non corrosif.
- **High River** : La zone de High River est dotée d'une puissance installée de 9 150 hp, d'une capacité de compression du gaz de 42,5 Mpi<sup>3</sup>/j et d'une infrastructure pipelinière qui s'étend sur 270 km. Les volumes produits sont entièrement acheminés sur le réseau de collecte de gaz de Mazeppa et à son usine de traitement du gaz non corrosif.
- **Contreforts du sud de l'Alberta** : Les usines de traitement du gaz de Callum et de Cowley détenues en propriété exclusive disposent actuellement d'une capacité de compression de 19 Mpi<sup>3</sup>/j et traitent ultimement 50 Mpi<sup>3</sup>/j par l'intermédiaire des deux installations existantes, grâce à l'ajout d'une capacité de compression auxiliaire ou de celle de l'usine. À l'heure actuelle, on compte dans la zone d'exploitation une infrastructure pipelinière de plus de 60 km ainsi qu'une infrastructure minime de tiers.

- **Bigoray et Pembina** : Cette propriété est la principale propriété productive de pétrole de Compton. La **propriété** comprend des installations satellites, des installations d'injection d'eau et des installations pétrolières connexes. Cette zone d'exploitation compte une infrastructure pipelinière de plus de 110 km.
- **Edson, Niton et McLeod** : Cette propriété de la région des contreforts a une capacité de compression de 23 Mpi<sup>3</sup>/j utilisant une puissance de plus de 6 400 hp, y compris l'usine de traitement du gaz de Compton située à McLeod River, dotée d'une capacité de 23 Mpi<sup>3</sup>/j et détenue en propriété exclusive. En outre, la zone compte une infrastructure pipelinière de plus de 185 km.
- **Propriétés renfermant du gaz à faible profondeur** : L'infrastructure liée au gaz à faible profondeur de Compton dispose d'une capacité de compression de plus de 110 Mpi<sup>3</sup>/j utilisant une puissance de 30 000 hp et comprend une infrastructure pipelinière de plus de 1 200 km. Le traitement final des volumes de gaz est exécuté par un tiers dans certains cas, mais, dans bon nombre de cas, le gaz est directement acheminé sur les réseaux de pipelines d'ATCO et de Nova/TransCanada à divers points de ventes.

Le tableau qui suit présente les puits de Compton auxquels des réserves ont été attribuées et qui pourraient être exploités mais ne le sont pas actuellement, y compris l'exercice au cours duquel on leur a attribué cette capacité. Ces puits ne sont pas exploités pour un certain nombre de motifs. Certains puits ne sont pas raccordés en raison de problèmes de surface avec les propriétaires fonciers. De plus, d'autres puits ne sont pas assez rentables actuellement pour être raccordés étant donné la proximité de pipelines. Dès que les prix auront augmenté, ces puits pourront être raccordés.

| Exercice | Puits non productifs visant des réserves prouvées mises en valeur |                       |                  |                       |
|----------|-------------------------------------------------------------------|-----------------------|------------------|-----------------------|
|          | Puits de gaz                                                      |                       | Puits de pétrole |                       |
|          | Bruts (100% )                                                     | Bruts pour la Société | Bruts (100 %)    | Bruts pour la Société |
| 2005     | 12                                                                | 8,0                   | -                | -                     |
| 2006     | 12                                                                | 8,3                   | -                | -                     |
| 2007     | 10                                                                | 7,5                   | 1                | 1,0                   |
| 2008     | 41                                                                | 17,3                  | 1                | 1,0                   |
| 2009     | 14                                                                | 8,5                   | -                | -                     |
| 2010     | 41                                                                | 35,0                  | 11               | 10,0                  |
| 2011     | 6                                                                 | 5,8                   | 2                | 2,0                   |
| Total    | 136                                                               | 90,3                  | 15               | 14,0                  |

### Propriétés auxquelles aucune réserve n'a été attribuée

Le tableau ci-après indique les terrains non mis en valeur détenus par la Société auxquels aucune réserve prouvée n'avait été attribuée au 31 décembre 2011.

| Zone                       | Acres bruts    | Acres nets     |
|----------------------------|----------------|----------------|
| Alberta                    |                |                |
| Niton                      | 45 064         | 36 195         |
| Plaines du Sud             | 87 931         | 28 468         |
| High River                 | 31 654         | 76 399         |
| Contreforts <sup>(1)</sup> | 62 686         | 50 555         |
| Montana <sup>(2)</sup>     | 93 751         | 79 083         |
| Autre                      | 1 918          | 1 918          |
| <b>Total<sup>(3)</sup></b> | <b>323 004</b> | <b>272 618</b> |

(1) Propriétés de Callum, de Cowley et de Todd Creek.

(2) Superficie (en acres), déduction faite des redevances aux États-Unis.

(3) Nombre total d'acres surévalué en raison du chevauchement de plusieurs zones dans diverses parties.

Compton prévoit que les droits d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation d'environ 20 148 acres nets de terrains non mis en valeur pourraient venir à échéance d'ici le 31 décembre 2012. La superficie totale des terrains a diminué par rapport à 2010 en raison de l'expiration des droits sur des terrains que la Société considérait comme moins prometteurs. Il n'existe aucun engagement de travail important lié aux avoirs de la Société venant à expiration sur des terrains non mis en valeur.

Compton détient des droits sur diverses formations sous la même superficie, aux termes de baux distincts. La superficie est indiquée selon le bail, de sorte que les formations détenues aux termes de baux distincts, sous la même superficie, font l'objet d'un calcul distinct dans les colonnes « acres bruts » et « acres nets ».

### **Facteurs ou incertitudes importants pertinents pour les propriétés auxquelles aucune réserve n'a été attribuée**

Il existe divers facteurs ou incertitudes pouvant se répercuter sur les activités prévues de mise en valeur ou de production sur des propriétés auxquelles aucune réserve n'a été attribuée, notamment :

- **Prix des marchandises** : La situation financière de la Société est fortement tributaire du prix du pétrole et du gaz et extrêmement sensible à celui-ci. La rentabilité de certains puits pourrait s'en trouver affectée, ce qui aurait une incidence sur la décision de mettre en valeur certaines zones.
- **Accès aux capitaux** : Une baisse marquée du prix pourrait entraîner une diminution considérable des flux de trésorerie de Compton et, par conséquent, des capitaux pouvant servir à la mise en valeur.
- **Taux de succès du forage** : À mesure que la Société accroîtra la superficie de ses terrains mis en valeur, les forages futurs dépendront du taux de succès des puits avoisinants.
- **Frais d'exploitation et mise en valeur potentielle** : Le montant des capitaux nécessaires pour mettre en valeur et exploiter de nouvelles zones et en commercialisation la production déterminera la rentabilité et la faisabilité du projet.

### **Contrats à livrer**

En 2011, le prix au gisement moyen réalisé par Compton s'était établi à 32,84 \$/bep, soit 3,92 \$/kpi<sup>3</sup> pour le gaz naturel et 80,39 \$/b pour les liquides. En 2010, le prix au gisement moyen réalisé par Compton s'est établi à 32,87 \$/bep, soit 4,43 \$/kpi<sup>3</sup> pour le gaz naturel et 65,71 \$/b pour les liquides.

La production de gaz naturel de Compton est vendue à des contreparties solvables aux termes de contrats conclus entre les prix de vente fondés sur l'indice quotidien de l'AECO et ceux fondés sur l'indice mensuel de l'AECO, les opérations étant réalisées par l'intermédiaire de Nova Inventory Transfer. Une petite proportion (3 %) du portefeuille de ventes est attribuée à des courtiers-fournisseurs à des prix tenant compte des indices de l'AECO. Le gaz naturel est transporté par des pipelines réglementés dans la province d'Alberta à des tarifs qui doivent être approuvés par les autorités de réglementation provinciales ou fédérales.

Le prix de vente du pétrole brut de Compton est établi selon le prix du marché affiché à Edmonton à titre de référence et, en règle générale, ce pétrole est vendu aux termes de contrats à reconduction tacite de 30 jours. Le prix des liquides de gaz naturel est établi chaque année par rapport à des primes sur les produits, le prix de base de chaque composante tenant compte des prix affichés. Le pétrole brut et les liquides de gaz naturel sont transportés jusqu'au point de vente à des contreparties solvables par pipelines et par camions.

À l'occasion, Compton peut conclure des arrangements de couverture afin de réduire le risque lié au prix des marchandises et de tirer parti de prix avantageux. La politique de gestion des risques de Compton prévoit des

directives détaillées qui permettent à la direction de conclure des opérations de couverture atténuant les risques liés au prix des marchandises, aux taux d'intérêt, aux taux de change et au prix de l'électricité. La politique interdit expressément les opérations de couverture spéculatives et fixe des limites quant au volume et à la durée des contrats de couverture. La politique de couverture prévoit la couverture d'au plus 50 % des volumes bruts prévus au budget pour un trimestre donné pendant une période maximale de 24 mois à compter de la conclusion du contrat.

### **Renseignements supplémentaires sur les frais d'abandon et de remise en état**

Compton est tenue d'enlever le matériel de production, les installations, les pipelines et les usines de gaz naturel et de remettre les terrains en état à la fin de ses activités pétrolières et gazières. La Société estime ces frais conformément aux lois, aux contrats et aux autres politiques en vigueur. Ces obligations sont initialement évaluées à leur juste valeur, soit leur valeur future actualisée. La juste valeur est également capitalisée comme élément du coût des actifs connexes et amortie sur la durée utile de ces actifs.

Les calculs des frais liés aux OHSI sont fondés sur une combinaison de facteurs, soit les modèles de coûts de l'ERCB et l'expérience et les pratiques courantes dans le secteur. Le processus lié aux OHSI a été examiné, modifié et réévalué au cours de chaque trimestre en 2010. Compton continue d'évaluer les frais appropriés en ce qui a trait à la fois à l'abandon et à la remise en état, selon des calculs de coûts standard pour le secteur par rapport aux dépenses de la Société. Un inventaire des actifs courant pour tous les puits, pipelines et installations est tenu et mis à jour trimestriellement.

Les OHSI réputées relatives aux puits et installations de Compton correspondent à la somme des obligations d'abandon et de remise en état rajustées selon le statut qui leur est attribué, soit actif, inactif, abandonné ou problématique. Les renseignements sur les frais de remise en état de l'environnement et les autres obligations relatives à des emplacements précis sont tirés d'une vérification historique et de rapports d'évaluation des emplacements et des installations. Le calcul de la juste valeur tient compte d'un taux d'inflation de 2 % et d'un taux sans risque se situant entre 1,3 % et 2,5 %. Les frais de mise hors service sont estimés à 251,7 millions de dollars ou 162,9 millions de dollars s'ils sont actualisés, y compris l'usine de traitement de Mazeppa. Entre 2012 et 2016, la Société prévoit que le coût de ses OHSI totalisera environ 32 millions de dollars, ce qui comprend les frais environnementaux et d'abandon des puits.

### **Effet des exigences relatives à la protection de l'environnement sur les finances et les activités**

À l'heure actuelle, la Société estime qu'elle respecte toutes les normes et tous les règlements environnementaux existants et qu'elle prévoit des sommes suffisantes au titre de l'environnement, de la santé et de la sécurité dans son budget annuel de dépenses en immobilisations et de frais d'exploitation pour continuer de satisfaire aux exigences de protection de l'environnement actuelles. La Société ne prévoit pas devoir engager de dépenses extraordinaires importantes pour respecter la réglementation environnementale en 2012. Le montant total des frais environnementaux pour 2012 devrait atteindre environ 2,0 millions de dollars.

### **Horizon fiscal**

Compton dispose de comptes fiscaux d'environ 498,7 millions de dollars à valoir sur le revenu imposable. Selon les programmes de dépenses en immobilisations prévus et les hypothèses actuelles quant au prix des marchandises, la Société ne prévoit pas devoir payer d'impôt pendant un certain temps.

### **Dépenses en immobilisations**

En 2011, Compton a engagé des coûts en capital d'environ 50,5 millions de dollars au total (à l'exclusion des frais liés à la mise hors service d'actifs, d'acquisitions et de dessaisissements), soit des frais d'exploration

de 7,5 millions de dollars et des frais de mise en valeur de 43,0 millions de dollars. En outre, elle a reçu environ 26,3 millions de dollars au moment de l'aliénation de propriétés.

### Activités d'exploration et de mise en valeur

Le tableau ci-après présente le nombre de puits de pétrole brut et de gaz naturel que la Société a forés ou au forage desquels elle a participé, qui sont susceptibles d'être productifs, ainsi que le nombre de puits secs et abandonnés, exprimés en termes de puits bruts et nets au cours des exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010.

|                                       | Exercice terminé le 31 décembre 2011 |            |                     |            | Exercice terminé le 31 décembre 2010 |             |                     |            |
|---------------------------------------|--------------------------------------|------------|---------------------|------------|--------------------------------------|-------------|---------------------|------------|
|                                       | Puits de développement               |            | Puits d'exploration |            | Puits de développement               |             | Puits d'exploration |            |
|                                       | Bruts                                | Nets       | Bruts               | Nets       | Bruts                                | Nets        | Bruts               | Nets       |
| Gaz naturel                           | 4                                    | 3,2        | 1                   | 0,3        | 19                                   | 11,7        | 1                   | 1,0        |
| Pétrole brut                          | 3                                    | 2,5        | -                   | -          | 2                                    | 1,1         | -                   | -          |
| Puits de service                      | -                                    | -          | -                   | -          | -                                    | -           | -                   | -          |
| Puits inactifs <sup>(1)</sup>         | 2                                    | 1,4        | -                   | -          | 1                                    | 0,1         | 4                   | 3,1        |
| Puits secs et abandonnés              | -                                    | -          | -                   | -          | 3                                    | 2,1         | 1                   | 1,0        |
| <b>Total</b>                          | <b>9</b>                             | <b>7,1</b> | <b>1</b>            | <b>0,3</b> | <b>25</b>                            | <b>15,0</b> | <b>6</b>            | <b>5,1</b> |
| <b>Taux de réussite<sup>(2)</sup></b> | <b>100 %</b>                         |            |                     |            | <b>80 %</b>                          |             |                     |            |

(1) Les puits inactifs sont des puits forés et tubés dont on attend les résultats.

(2) Exclut les puits inactifs

En 2012, la Société prévoit continuer de concentrer la majorité de ses ressources en Alberta, au Canada. L'objectif global de Compton en 2012 consiste à se concentrer principalement sur les activités de mise en valeur et à faire passer des réserves de la catégorie des réserves probables non mises en valeur à la catégorie des réserves prouvées exploitées. Le portefeuille de projets de mise en valeur sera surveillé afin que la Société se limite à ses capacités d'autofinancement et il sera rajusté en fonction des résultats. En 2012, Compton se concentrera sur la zone de Niton, à rendement élevé et riche en liquides, de même sur les nouvelles possibilités pétrolières des plaines du Sud qui présente un important potentiel de croissance grâce aux possibilités de mise en valeur multizone et à ses blocs de terrains contigus.

### Historique de production

Le tableau ci-après présente le volume de production de gaz naturel et de liquides quotidien moyen de la Société, sans déduire les redevances, pour chacune des périodes indiquées.

### *Production brute de gaz naturel et de liquides<sup>(1)</sup>*

| Type de produit                                | Trimestre terminé le |                 |                      |                     | Exercice<br>terminé le<br>31 décembre<br>2011 |
|------------------------------------------------|----------------------|-----------------|----------------------|---------------------|-----------------------------------------------|
|                                                | 31 mars<br>2011      | 30 juin<br>2011 | 30 septembre<br>2011 | 31 décembre<br>2011 |                                               |
| Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)              | 72                   | 65              | 67                   | 64                  | 67                                            |
| Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> )                | 6 508                | 5 897           | 6 176                | 5 851               | 24 433                                        |
| Liquides de gaz naturel (bep/j) <sup>(2)</sup> | 1 542                | 1 218           | 1 408                | 1 424               | 1 398                                         |
| Liquides de gaz naturel (kbep) <sup>(2)</sup>  | 138 792              | 110 852         | 129 543              | 131 024             | 510 211                                       |
| Pétrole brut (b/j)                             | 913                  | 729             | 832                  | 702                 | 793                                           |
| Pétrole brut (kb)                              | 82 146               | 66 302          | 76 503               | 64 568              | 289 518                                       |
| Total des liquides (bep/j)                     | 2 455                | 1 947           | 2 240                | 2 126               | 2 191                                         |
| Total des liquides (kbep)                      | 220 938              | 177 154         | 206 046              | 195 592             | 799 730                                       |
| Total (bep/j)                                  | 14 507               | 12 748          | 13 429               | 12 725              | 13 347                                        |
| Total (kbep)                                   | 1 305 595            | 1 160 052       | 1 235 447            | 1 170 728           | 4 871 821                                     |

(1) Le total des colonnes peut sembler inexact étant donné que les chiffres ont été arrondis.

(2) Comprend le soufre.

### **Production estimative de 2012**

Le tableau ci-après présente le volume de production brut estimatif de la Société de 2012 calculé au moyen des prévisions sur les réserves de GLJ, sans déduire les redevances.

| Catégorie de réserves <sup>(1)</sup>            | Pétrole brut<br>(b/j) | Gaz naturel<br>(Mpi <sup>3</sup> /j) | LGN<br>(b/j) | Total<br>(bep/j) |
|-------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|--------------|------------------|
| <b>Réserves prouvées</b>                        |                       |                                      |              |                  |
| Réserves mises en valeur exploitées             | 676                   | 59 143                               | 1 086        | 11 619           |
| Réserves mises en valeur inexploitées           | 129                   | 4 309                                | 145          | 992              |
| Réserves non mises en valeur                    | 88                    | 4 081                                | 122          | 890              |
| <b>Total des réserves prouvées</b>              | <b>893</b>            | <b>67 533</b>                        | <b>1 353</b> | <b>13 501</b>    |
| Réserves probables                              | 144                   | 4 144                                | 112          | 947              |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b> | <b>1 038</b>          | <b>71 677</b>                        | <b>1 465</b> | <b>14 448</b>    |

(1) Le total des colonnes peut sembler inexact, étant donné que les chiffres ont été arrondis. Les chiffres sont fondés sur des estimations uniquement. Des écarts pourraient survenir en raison de circonstances indépendantes de la volonté de Compton.

Le tableau ci-après présente les résultats trimestriels de la Société par unité pour chacune des périodes indiquées.

|                                                     | Trimestre terminé le |                 |                      |                     | Exercice<br>terminé le<br>31 décembre<br>2011 |
|-----------------------------------------------------|----------------------|-----------------|----------------------|---------------------|-----------------------------------------------|
|                                                     | 31 mars<br>2011      | 30 juin<br>2011 | 30 septembre<br>2011 | 31 décembre<br>2011 |                                               |
| <b>Gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>             |                      |                 |                      |                     |                                               |
| Prix <sup>(2)</sup>                                 | 4,01                 | 4,10            | 4,01                 | 3,53                | 3,92                                          |
| Redevances                                          | 0,96                 | 0,64            | 0,31                 | 0,50                | 0,61                                          |
| Frais d'exploitation <sup>(1)</sup>                 | 1,48                 | 1,72            | 1,63                 | 1,60                | 1,61                                          |
| Frais de transport                                  | 0,11                 | 0,11            | 0,11                 | 0,11                | 0,11                                          |
| Rentrées nettes                                     | 1,46                 | 1,63            | 1,96                 | 1,32                | 1,59                                          |
| <b>Liquides de gaz naturel (\$/b)<sup>(3)</sup></b> |                      |                 |                      |                     |                                               |
| Prix                                                | 62,82                | 79,83           | 73,04                | 86,99               | 75,32                                         |
| Redevances                                          | 23,14                | 32,62           | 22,64                | 29,28               | 26,65                                         |
| Frais d'exploitation <sup>(1)</sup>                 | 8,87                 | 10,30           | 9,81                 | 9,61                | 9,61                                          |
| Frais de transport                                  | 2,62                 | 4,75            | 4,61                 | 4,02                | 3,95                                          |
| Rentrées nettes                                     | 28,19                | 32,16           | 35,98                | 44,08               | 35,11                                         |
| <b>Pétrole brut (\$/b)</b>                          |                      |                 |                      |                     |                                               |
| Prix                                                | 79,75                | 102,71          | 86,68                | 90,97               | 89,34                                         |
| Redevances                                          | 19,83                | 30,87           | 25,44                | 19,75               | 23,82                                         |
| Frais d'exploitation <sup>(1)</sup>                 | 9,60                 | 14,83           | 11,09                | 10,97               | 11,50                                         |
| Frais de transport                                  | 2,62                 | 4,75            | 4,61                 | 4,02                | 3,95                                          |
| Rentrées nettes                                     | 47,70                | 52,26           | 45,54                | 56,23               | 50,07                                         |
| <b>Total des liquides (\$/b)</b>                    |                      |                 |                      |                     |                                               |
| Prix                                                | 69,11                | 88,39           | 78,10                | 88,31               | 80,39                                         |
| Redevances                                          | 21,91                | 31,97           | 23,68                | 26,14               | 25,62                                         |
| Frais d'exploitation <sup>(1)</sup>                 | 9,14                 | 11,99           | 10,28                | 10,06               | 10,29                                         |
| Frais de transport                                  | 2,62                 | 4,75            | 4,61                 | 4,02                | 3,95                                          |
| Rentrées nettes                                     | 35,44                | 39,68           | 39,53                | 48,09               | 40,53                                         |
| <b>Total (\$/bep)</b>                               |                      |                 |                      |                     |                                               |
| Prix <sup>(2)</sup>                                 | 32,71                | 35,94           | 35,12                | 33,22               | 34,21                                         |
| Redevances                                          | 8,50                 | 8,16            | 5,48                 | 6,87                | 7,26                                          |
| Frais d'exploitation <sup>(1)</sup>                 | 8,92                 | 10,55           | 9,89                 | 9,69                | 9,74                                          |
| Frais de transport                                  | 1,01                 | 1,30            | 1,34                 | 1,24                | 1,22                                          |
| Rentrées nettes <sup>(4)</sup>                      | 14,28                | 15,93           | 18,41                | 15,42               | 15,99                                         |

- (1) Une partie de la production de gaz naturel de Compton est liée à la production de pétrole brut. De plus, la production de liquides de gaz naturel est liée à la production de gaz naturel. Par conséquent, les frais d'exploitation unitaires pour chaque gamme de produits reflètent l'allocation de certains frais communs dans cette détermination.
- (2) Comprend les frais de traitement de tiers, mais n'est pas inclus dans la fixation du prix du produit. Exclut l'effet des opérations de couverture.
- (3) Comprend le soufre.
- (4) Exclut l'effet des opérations de couverture sur les prix.

Le tableau qui suit présente la production quotidienne brute moyenne de zones importantes en ce qui a trait aux actifs de Compton pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

| Zone                       | Pétrole brut<br>(b/j) | Gaz naturel<br>(kpi <sup>3</sup> /j) | LGN<br>(b/j) <sup>(3)</sup> | Total<br>(bep/j) |
|----------------------------|-----------------------|--------------------------------------|-----------------------------|------------------|
| Niton <sup>(1)</sup>       | 444,3                 | 17 626,7                             | 662,0                       | 4 044,1          |
| High River                 | 9,3                   | 17 746,5                             | 347,0                       | 3 314,1          |
| Plaines du Sud             | 312,1                 | 22 934,0                             | 298,6                       | 4 432,9          |
| Contreforts <sup>(2)</sup> | 11,4                  | 4 286,3                              | 37,9                        | 763,7            |
| Autre                      | 16,1                  | 4 345,1                              | 52,4                        | 792,7            |
| <b>Total</b>               | <b>793,2</b>          | <b>66 938,5</b>                      | <b>1 397,8</b>              | <b>13 347,5</b>  |

(1) Comprend les propriétés de Bigoray.

(2) Propriétés de Callum, de Cowley et de Todd Creek.

(3) Comprend le soufre.

(4) Le total des colonnes peut sembler inexact étant donné que les chiffres sont arrondis.

## DIVIDENDES

La Société n'a ni déclaré ni versé de dividendes sur ses actions ordinaires. Elle a l'intention de conserver ses bénéfices pour financer sa croissance et l'expansion de ses activités, et elle ne prévoit pas verser de dividendes sur ses actions ordinaires dans un avenir prévisible.

## STRUCTURE DU CAPITAL

Compton est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, dont 26 358 528 actions ordinaires entièrement libérées et non susceptibles d'appels subséquents sont émises et en circulation au 7 mars 2011. À cette date, aucune action privilégiée n'est émise et en circulation. La Société compte également 3 690 982 de bons de souscription sans décaissement en circulation, qui peuvent être exercés jusqu'au 23 août 2014. Le texte qui suit décrit la structure du capital de la Société.

### Actions ordinaires

Les actions ordinaires comportent les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions qui suivent : (i) sauf lorsqu'il s'agit d'assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions de la Société ont le droit de voter séparément en tant que porteurs de la catégorie ou de la série, chaque porteur d'actions ordinaires a le droit d'être convoqué, d'assister et de voter à toutes les assemblées des actionnaires de la Société; (ii) sous réserve des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions rattachés aux actions privilégiées, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes lorsque les administrateurs de la Société en déclarent; (iii) sous réserve des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions rattachés aux autres catégories d'actions de la Société, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir leur quote-part dans le reliquat des biens de la Société en cas de liquidation ou de dissolution de celle-ci.

### Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries, et les administrateurs sont autorisés à fixer le nombre d'actions de chaque série et à établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés aux actions de chaque série. Les porteurs d'actions privilégiées n'ont pas le droit de vote. Les

actions privilégiées ont priorité sur les actions ordinaires en ce qui a trait au versement des dividendes et à la répartition de l'actif en cas de liquidation ou de dissolution de Compton.

### **Bons de souscription sans décaissement**

Au troisième trimestre de 2011, des bons de souscription sans décaissement ont été distribués dans le cadre de la restructuration du capital de 2011. Les bons de souscription sans décaissement sont inscrits à la cote de la TSX sous le symbole « CMT.WT.A » et expireront au troisième anniversaire de leur émission. Ils seront convertis automatiquement en actions ordinaires (à raison de une action ordinaire pour chaque bon de souscription sans décaissement) à tout moment pendant leur durée si l'une ou l'autre des situations suivantes se produit :

- a) le cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant 20 jours de bourse consécutifs est égal ou supérieur au prix de déclenchement des bons de souscription applicable (le « **prix de déclenchement des bons de souscription** »);
- b) la réalisation d'une opération qui constituerait un changement de contrôle de Compton (y compris par voie de fusion, de plan d'arrangement ou d'une opération similaire) à un prix par action, établi par un courtier en placement reconnu à l'échelle nationale choisi par Compton si la totalité ou une partie de la contrepartie dans le cadre de l'opération est autre qu'en espèces, au moins équivalent au prix de déclenchement des bons de souscription applicable.

Aucune contrepartie n'est payable par le porteur de bons de souscription en vue d'acquérir les actions ordinaires susceptibles d'être émises au moment de la conversion des bons de souscription sans décaissement lorsque le prix de déclenchement des bons de souscription a été atteint. Le prix de déclenchement des bons de souscription est le suivant :

- a) au cours de la 1<sup>re</sup> année : 11,92 \$ (du 24 août 2011 au 23 août 2012);
- b) au cours de la 2<sup>e</sup> année : 12,52 \$ (du 24 août 2012 au 23 août 2013);
- c) au cours de la 3<sup>e</sup> année : 13,14 \$ (du 24 août 2013 au 23 août 2014).

Les porteurs de bons de souscription ne jouissent d'aucun droit en tant qu'actionnaires.

### **Régime d'options d'achat d'actions**

Compton a établi un régime d'options d'achat d'actions (le « **régime d'options d'achat d'actions** ») qui permet aux porteurs d'options de participer à la plus value des actions ordinaires; par conséquent, il a pour objet d'inciter les employés (y compris les hauts dirigeants) à accroître la valeur des actions ordinaires par l'excellence du rendement. Les administrateurs, les dirigeants, les employés et les conseillers de la Société et de ses filiales peuvent recevoir des options aux termes du régime d'options d'achat d'actions.

Conformément aux exigences de la Bourse de Toronto, tous les trois ans après la mise en place d'un régime d'options d'achat d'actions « à plafond variable », l'ensemble des options et des droits qui n'ont pas été attribués aux termes du régime doivent être approuvés par la majorité des administrateurs et des actionnaires de l'émetteur. Le régime d'options d'achat d'actions de Compton est un régime à plafond variable qui a été approuvé à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de la Société le 12 mai 2010. La Société pourra continuer à attribuer des options aux termes du régime d'options d'achat d'actions jusqu'en 2013, soit jusqu'au troisième anniversaire de l'obtention de l'approbation des actionnaires.

### **Régime d'unités d'actions incessibles**

La Société propose de mettre en œuvre un régime d'unités d'actions incessibles (le « **régime d'UAI** ») qui composera ses ententes en matière de rémunération incitative annuelle et à long terme à l'intention des employés, des administrateurs et des consultants de la Société, au gré du comité de gouvernance. La description du régime

d'UAI est fondée sur l'hypothèse selon laquelle le régime, dans la version présentée aux actionnaires, sera approuvé à l'assemblée annuelle et extraordinaire de la Société du 10 mai 2012.

Le régime d'UAI est conçu de manière à récompenser les participants (le « **participant** », collectivement, les « **participants** ») en fonction de la réalisation des objectifs de l'entreprise et de chacun des participants, sous forme d'espèces ou d'actions ordinaires, ou les deux. Le régime d'UAI a pour objet de procurer aux employés, aux administrateurs et aux consultants de la Société un incitatif supplémentaire pour favoriser la croissance et le développement de Compton et les inciter à demeurer au service de la Société. Le choix des participants sera fondé sur leur contribution actuelle et éventuelle au succès de la Société, et les conditions relatives aux attributions pourraient comprendre les objectifs de rendement de la Société ou la réalisation de certains critères liés au rendement collectif, notamment le rendement financier de la Société. Les objectifs de rendement seront indiqués dans l'entente relative aux attributions entre Compton et le participant aux termes de laquelle les UAI sont attribuées. Les participants du régime d'UAI peuvent comprendre, au gré du comité de gouvernance, les employés, les administrateurs et les consultants de la Société. Compton prévoit actuellement attribuer des UAI à ses administrateurs indépendants. La Société pourrait éventuellement attribuer des UAI à d'autres participants.

### **Régime de droits pour la protection des actionnaires**

Compton s'est dotée d'un régime de droits pour la protection des actionnaires (le « **régime de droits** ») aux termes d'une convention qu'elle a conclue en date du 3 juin 2009 avec la Société de fiducie Computershare du Canada, en qualité d'agent pour les droits. Le régime de droits a été conçu pour assurer le traitement équitable de tous les actionnaires dans l'éventualité d'une offre publique d'achat visant Compton. Les droits émis aux termes du régime de droits peuvent être exercés lorsqu'une personne et ses alliés acquièrent ou annoncent leur intention d'acquérir au moins 20 % des actions ordinaires en circulation sans respecter certaines dispositions prévues dans le régime de droits ou sans l'approbation du conseil d'administration de Compton. Advenant pareille acquisition ou annonce, chaque porteur de droits, autre que l'acquéreur et ses alliés, pourra acquérir des actions ordinaires moyennant un escompte de 50 % par rapport au cours en vigueur. Les actionnaires ont ratifié le régime de droits à l'assemblée annuelle et extraordinaires des actionnaires de Compton qui a eu lieu le 11 mai 2009.

Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire du régime de droits sur le site **www.sedar.com** ou auprès du secrétaire de la Société, par téléphone au 403 237-9400 ou par écrit à Compton Petroleum Corporation, Suite 500, 850 – 2nd Street S.W., Calgary (Alberta) Canada, T2P 0R8, à l'attention du secrétaire général.

### **MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES**

Les actions ordinaires en circulation de la Société sont inscrites et affichées à des fins de négociation à la TSX sous le symbole « CMT ». Le tableau ci-après présente les cours de clôture extrêmes et le volume de négociation moyen des actions ordinaires affichés par la TSX pour les périodes indiquées.

| Période                      | Cours de clôture<br>plafond à la TSX | Cours de clôture<br>plancher à la TSX | Volume de négociation quotidien<br>moyen à la TSX |
|------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------------|
| <b>2011</b>                  |                                      |                                       |                                                   |
| Janvier                      | 0,47 \$                              | 0,40 \$                               | 3 430 403                                         |
| Février                      | 0,45 \$                              | 0,40 \$                               | 1 728 674                                         |
| Mars                         | 0,38 \$                              | 0,32 \$                               | 979 222                                           |
| Avril                        | 0,35 \$                              | 0,29 \$                               | 420 776                                           |
| Mai                          | 0,31 \$                              | 0,17 \$                               | 595 688                                           |
| Juin                         | 0,24 \$                              | 0,11 \$                               | 1 359 871                                         |
| Juillet                      | 0,13 \$                              | 0,11 \$                               | 534 727                                           |
| Août <sup>(1)</sup>          | 18,50 \$                             | 0,11 \$                               | 309 930                                           |
| Septembre                    | 7,90 \$                              | 6,20 \$                               | 20 504                                            |
| Octobre                      | 7,10 \$                              | 5,13 \$                               | 28 577                                            |
| Novembre                     | 6,59 \$                              | 5,25 \$                               | 18 604                                            |
| Décembre                     | 5,01 \$                              | 4,20 \$                               | 24 531                                            |
| <b>2012</b>                  |                                      |                                       |                                                   |
| Janvier                      | 4,53 \$                              | 3,93 \$                               | 53 060                                            |
| Février                      | 4,32 \$                              | 4,20 \$                               | 21 100                                            |
| Du 1 <sup>er</sup> au 7 mars | 4,17 \$                              | 4,11 \$                               | 6 036                                             |

(1) Le regroupement des actions à raison de 200 : 1 a été réalisé le 10 août 2011. Le plan d'arrangement lié à la restructuration du capital de 2011 a pris effet le 23 août 2011.

## CONFLITS D'INTÉRÊTS

Les administrateurs et les dirigeants de Compton exercent et continueront d'exercer d'autres activités dans le secteur pétrolier et gazier et ces activités, ainsi que les autres activités qu'ils pourraient exercer, pourraient faire en sorte qu'ils se trouvent en conflits d'intérêts. L'ABCA prévoit que lorsqu'un administrateur est intéressé dans un contrat ou dans un contrat ou convention projeté, il doit divulguer cet intérêt et s'abstenir de voter sur toute question relative à ce contrat ou à cette convention, sauf disposition contraire de l'ABCA. Dans la mesure où un conflit d'intérêts survient, celui-ci sera résolu conformément aux dispositions de l'ABCA. En date des présentes, Compton n'est au courant d'aucun conflit d'intérêts important existant ou éventuel entre Compton et un administrateur ou un dirigeant de la Société.

## DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun haut dirigeant ni aucun administrateur actuel de Compton, ni aucune personne physique ou morale qui a la propriété véritable, directement ou indirectement, ou le contrôle de plus de 10 % des actions ordinaires de Compton, ni aucune personne ayant des liens avec l'un d'eux ou appartenant au même groupe que l'un d'eux, n'a ni n'a eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération ou dans une opération projetée qui a eu ou aurait une incidence importante sur Compton, qui n'aurait pas été réglé conformément à l'ABCA.

## **INTERDICTION D'OPÉRATIONS SUR VALEURS, FAILLITES, PÉNALITÉS OU SANCTIONS**

Aucun des administrateurs ou dirigeants de Compton n'est ou n'a été, au cours des dix derniers exercices, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une quelconque société, notamment Compton, qui a, pendant plus de 30 jours consécutifs, alors que cette personne occupait un tel poste ou après qu'elle l'ait quitté, fait l'objet d'une interdiction d'opérations sur valeurs ou d'une interdiction semblable ou encore d'une ordonnance empêchant la société d'avoir recours à une dispense aux termes des lois sur les valeurs mobilières découlant d'un événement survenu alors qu'elle occupait ce poste.

De plus, aucun des administrateurs ou hauts dirigeants de Compton ni aucun actionnaire détenant suffisamment de titres de Compton pour avoir une incidence importante sur le contrôle de la Société n'est ou n'a été, au cours des dix derniers exercices, administrateur ou haut dirigeant d'une quelconque société, notamment Compton, qui a, alors que cette personne occupait un tel poste ou dans l'année ayant suivi la cessation de son emploi, fait faillite, présenté une demande en vertu d'une loi sur la faillite ou l'insolvabilité ou encore fait l'objet ou été l'instigatrice d'une procédure, d'un arrangement ou d'un compromis avec des créanciers ou été mise sous la tutelle d'un séquestre, d'un administrateur-séquestre ou d'un syndic désigné pour détenir ses actifs.

Aucun administrateur ou dirigeant de Compton ne s'est vu imposer de pénalité ou de sanction par un tribunal en ce qui a trait aux lois sur les valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation en valeurs mobilières ou encore n'a conclu d'entente de règlement avec un organisme de réglementation en valeurs mobilières ni ne s'est vu imposer d'autre pénalité ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait considérée importante par un investisseur raisonnable envisageant de faire un placement.

## **CONTRATS IMPORTANTS**

Sous réserve des contrats conclus dans le cours normal des affaires, Compton n'a conclu aucun contrat important au cours du dernier exercice ou avant celui-ci qui soit encore en vigueur, à l'exception de ce qui suit :

- l'acte relatif aux bons de souscription sans décaissement daté du 22 août 2011 régissant l'émission des bons de souscription sans décaissement (voir « Structure du capital – Bons de souscription sans décaissement »);
- le contrat de crédit de Compton consenti par un consortium bancaire, prévoyant les facilités de crédit (voir « Description de l'entreprise – Dette bancaire »);
- une convention d'achat et de vente relative à la vente d'une redevance complémentaire à un tiers. La redevance complémentaire représente 5,0 % du revenu de production brut des terrains existants de la Société, déduction faite de certains frais de transport et de commercialisation, calculés sur une base mensuelle.

## **POURSUITES JUDICIAIRES ET APPLICATION DE LA LOI**

À la connaissance de la Société, pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2011, il n'existait aucune poursuite judiciaire importante contre la Société à laquelle celle-ci était partie ou qui visait l'une de ses propriétés, et aucune poursuite n'est imminente.

Pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2011, il n'existait aucune : (i) pénalité ou sanction imposée à la Société par un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou par des autorités de réglementation en

valeurs mobilières; (ii) pénalité ou sanction imposée à la Société par un tribunal ou par un organisme de réglementation qui pourrait être considérée comme importante par un investisseur raisonnable envisageant de faire un placement; (iii) entente de règlement conclue par la Société devant un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou avec une autorité de réglementation en valeurs mobilières.

## **INTÉRÊTS DES EXPERTS**

À la date des présentes, les associés et les salariés de Grant Thornton LLP, auditeurs de Compton, ne sont collectivement propriétaires véritables d'aucune action ordinaire en circulation de Compton. À la date des présentes, les dirigeants de GLJ, vérificateurs de réserves indépendants de Compton, sont collectivement propriétaires, directement ou indirectement, de moins de 1 % des actions ordinaires en circulation.

## **ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS**

### **Administrateurs**

La prochaine assemblée annuelle aura lieu le 10 mai 2012 à 11 h (heure de Calgary), à l'hôtel Fairmont Palliser, dans la salle Leduc, 133 – 9 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada. Tous les administrateurs de Compton sont candidats à l'élection à chaque assemblée annuelle de la Société.

Le conseil d'administration a mis sur pied un comité d'audit, des finances et de gestion des risques, un comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité et un comité de gouvernance, des ressources humaines et de la rémunération. Les comités du conseil sont composés d'administrateurs indépendants, à l'exception de D<sup>r</sup> Bogle, qui est un membre d'office non votant du comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité ainsi que du comité de gouvernance, des ressources humaines et de la rémunération. D<sup>r</sup> Bogle est un administrateur non indépendant du fait qu'il est président et chef de la direction par intérim de Compton.

Le tableau suivant présente le nom et le lieu de résidence des administrateurs actuels de la Société et les occupations principales qu'ils ont exercées au cours des cinq dernières années.

| <b>Nom et lieu de résidence</b>             | <b>Occupation principale</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | <b>Administrateur depuis</b> |
|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| Adrian Loader, M.A.<br>Londres, Royaume-Uni | Président du conseil, Compton Petroleum Corporation. M. Loader est l'ancien président et chef de la direction de Shell Canada. Il est actuellement président du conseil d'Oracle Coalfields, administrateur de Holcim Ltd. et membre du conseil consultatif international de Corporation de Sécurité Garda World et du conseil consultatif de Lane Clark & Peacock.<br><br>M. Loader est président du conseil de Compton. | 2011                         |

| Nom et lieu de résidence                                                         | Occupation principale                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Administrateur depuis |
|----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| D <sup>r</sup> Edward Bogle, Ph.D.,<br>IAS.A., géol.<br>Calgary (Alberta) Canada | Président et chef de la direction de la Société. Auparavant, il a été cadre résident au Department of Energy de l'Alberta. D <sup>r</sup> Bogle est également président et chef de la direction de Holocene Equity Inc., société de placements privés offrant des services-conseils en énergie et en stratégie et spécialisée en placements privés et publics dans le secteur de l'énergie. Auparavant, il a été chef des activités stratégiques de Nexen International et vice-président directeur, Exploration de Talisman Energy Inc.<br><br>D <sup>r</sup> Bogle est président du conseil de Magenta III Mortgage Investment Corporation et administrateur de Condor Petroleum Inc., Skope Energy Inc. et Fogo Energy Corporation.                                                | 2011                  |
| Randall J. Findlay, ing.<br>Calgary (Alberta) Canada                             | Homme d'affaires indépendant. M. Findlay a été président et cofondateur de Provident Energy Trust. Auparavant, il a occupé des postes de la haute direction auprès de TransCanada PipeLines, NOVA, Encor et Aberford.<br><br>M. Findlay est actuellement administrateur d'Hélicoptères Canadiens (président du conseil), Pembina Pipelines, Provident Energy, Superior Plus, Whitemud Resources et Charger Energy, toutes des sociétés ouvertes. Il est administrateur et a été président du conseil de l'Alberta Children's Hospital Foundation, administrateur de la Hull Child and Family Services Foundation et membre du cabinet de campagne de l'UBC.<br><br>M. Findlay est président du comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité. | 2012                  |
| George K. Hickox, Jr. M.B.A.,<br>ing.<br>Villanova (Pennsylvanie) États-Unis     | Directeur de Heller Hickox & Company, société de personnes spécialisée en investissements dans le secteur de l'énergie. Il siège actuellement aux conseils de Sun Drilling Products Corp., Pardee Resources Company et d'autres entités fermées.<br><br>M. Hickox est président du comité de gouvernance, des ressources humaines et de la rémunération.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 2011                  |
| Michael J. Leffell, J.D.<br>Scarsdale (New York), États-Unis                     | Homme d'affaires indépendant. M. Leffell est le fondateur de Portage Advisors, LLC, entreprise privée spécialisée en placements parallèles d'actifs et en services-conseils. Jusqu'à sa retraite en 2009, M. Leffell a été directeur général adjoint de Davidson Kempner Capital Management.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 2011                  |
| Glen Roane, M.B.A., IAS.A.                                                       | Homme d'affaires indépendant. M. Roane a pris sa retraite de TD Asset Management Inc., filiale de la Banque Toronto-Dominion. Auparavant, il a été associé fondateur de Lancaster Financial Inc., entreprise de gestion de placement et de services-conseils en matière financière, et a travaillé auprès de Burns Fry Limited et de la Banque Toronto-Dominion.<br><br>M. Roane siège actuellement au conseil d'Enerplus Resources Corporation, de Badger Daylighting Ltd., de Logan International Inc., de SilverBirch Energy Corporation et du GBC American Growth Fund. Il est également membre de la commission des valeurs mobilières de l'Alberta.<br><br>M. Roane est président du comité d'audit, des finances et de gestion des risques.                                    | 2012                  |

Des renseignements supplémentaires sur les administrateurs et les comités du conseil d'administration sont présentés à la rubrique « Élection des administrateurs » de la circulaire d'information de la direction de la Société datée du 7 mars 2012, qui se rapporte à l'assemblée qui aura lieu le 10 mai 2012; cette rubrique est intégrée par renvoi à la présente notice annuelle.

## Dirigeants

Le texte qui suit contient des renseignements sur chacun des dirigeants actuels de la Société. Le tableau suivant présente le nom et le lieu de résidence des dirigeants de la Société et les occupations principales qu'ils ont exercées au cours des cinq dernières années :

| Nom et lieu de résidence                                                      | Occupation principale                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| D <sup>r</sup> Edward Bogle, Ph.D., IAS.A., géol.<br>Calgary (Alberta) Canada | Président et chef de la direction de la Société. Auparavant, il a été cadre résident au Department of Energy de l'Alberta. D <sup>r</sup> Bogle est également président et chef de la direction de Holocene Equity Inc., société de placements privée offrant des services-conseils en énergie et en stratégie et spécialisée en placements privés et publics dans le secteur de l'énergie. Auparavant, il a été chef des activités stratégiques de Nexen International et vice-président directeur, Exploration de Talisman Energy Inc. |
| C.W. Leigh Cassidy, C.A., CFA<br>Calgary (Alberta)                            | Vice-président, Finances et chef des finances de la Société. M. Cassidy compte plus de 25 années d'expérience financière en tant que haut dirigeant financier dans le secteur pétrolier, notamment en ce qui a trait à la restructuration ainsi qu'au marché financier et au marché de la dette. M. Cassidy a auparavant été chef des finances de Bow Valley Energy et, auparavant, il a occupé divers postes de haut dirigeant au sein de Signet Energy, d'UTS Energy, de Household International, d'Emtech et de Procter and Gamble.   |

Au 7 mars 2011, les administrateurs et les dirigeants de Compton étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 6 000 actions ordinaires de Compton, soit environ 0 % du nombre total d'actions ordinaires émises et en circulation de la Société, ou exerçaient le contrôle sur une telle proportion de ces actions. Aucun administrateur ni aucun dirigeant ne détenait suffisamment d'actions ordinaires pour avoir une incidence importante sur le contrôle de Compton.

## RENSEIGNEMENTS SUR LES COMITÉS

Selon les lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables et les règles de gouvernance de la New York Stock Exchange, Compton a adopté des normes d'indépendance (*Standards of Independence*), dont on peut consulter le texte intégral sur son site Web. Le conseil confirme chaque année l'indépendance de ses membres. Il a jugé que MM. Findlay, Hickox, Leffell, Loader et Roane étaient des administrateurs indépendants.

### Comité d'audit, des finances et de gestion des risques

Président du comité : Glen Roane

Membres : Michael J. Leffell, Adrian Loader (membre d'office votant)

D<sup>r</sup> Edward W. Bogle (membre d'office votant)

M. Roane est considéré comme un « expert financier », au sens du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « **Règlement 52-110** ») des ACVM en raison de l'expérience qu'il a acquise dans le secteur des finances d'entreprise et de la comptabilité à titre de comptable agréé et d'analyste financier. Tous les autres membres du

comité ont des « compétences financières » au sens du Règlement 52-110, en raison de l'expérience qu'ils ont acquise dans le cadre des divers postes de direction qu'ils ont occupés ou de leur titre de comptable agréé.

On trouvera la charte du comité d'audit, des finances et de gestion des risques sur le site Web de la Société au [www.comptonpetroleum.com](http://www.comptonpetroleum.com).

### ***Honoraires des auditeurs externes***

Le tableau suivant présente les honoraires facturés à la Société par Grant Thornton LLP en contrepartie des services d'audit, des services liés à l'audit (y compris les audits distincts des filiales, les financements et la conformité aux exigences des organismes de réglementation en matière de présentation de l'information financière), des services de fiscalité et d'autres services fournis au cours des exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010.

| Type de services                                  | Exercice 2011 | Exercice 2010 |
|---------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Audit des états financiers et du contrôle interne | 1 019 279 \$  | 822 190 \$    |
| Services liés à l'audit                           | 62 714        | 72 260        |
| Fiscalité                                         | 55 630        | 22 601        |
| Services autres que d'audit                       | 80 260        | 136 318       |
| Total                                             | 1 217 883 \$  | 1 053 369 \$  |

Les frais d'audit des états financiers pour les exercices 2011 et 2010 comprennent ceux facturés pour l'audit des états financiers annuels, pour l'examen trimestriel des états financiers et pour le passage de la Société aux Normes internationales d'information financière. Les honoraires versés à l'égard des services d'audit du contrôle interne au cours des exercices 2011 et 2010 se rapportaient à l'examen de la conformité de Compton aux exigences de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* des États-Unis et à celles d'autorités de réglementation canadiennes similaires.

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

Les services fiscaux fournis par Grant Thornton autres que les procédures normales d'audit au cours de 2011 ont porté sur la restructuration de la dette et la préparation et la production des déclarations de revenus annuelles. Les frais liés aux services autres que d'audit se rapportaient aux services fournis pendant la publication de documents de placement et à d'autres consultations accessoires.

Le comité d'audit, des finances et de gestion des risques a examiné les honoraires et a établi qu'ils étaient raisonnables et n'avaient aucune incidence sur l'indépendance des auditeurs de la Société. En outre, il a établi que, dans le but de s'assurer que les auditeurs demeureraient indépendants, les services autres que d'audit que ceux-ci pourront fournir à la Société seraient limités et que, le cas échéant, ils devraient avoir été approuvés au préalable par le comité d'audit, des finances et de gestion des risques. Le comité a autorisé au préalable la direction à confier à Grant Thornton LLP des services autres que d'audit divers et mineurs lorsqu'il n'est pas possible ou pratique de convoquer une réunion du comité d'audit, des finances et de gestion des risques, à la condition que les honoraires versés à l'égard de ces services ne dépassent pas, au total, 25 000 \$ par trimestre.

### **Comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité**

Président du comité : Randall J. Findlay

Membres : George K. Hickox, Jr., Glen Roane, Adrian Loader (membre d'office non votant)

D<sup>r</sup> Edward W. Bogle (membre d'office votant)

On trouvera la charte du comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité sur le site Web de la Société au [www.comptonpetroleum.com](http://www.comptonpetroleum.com).

### **Comité de gouvernance, des ressources humaines et de la rémunération**

Président du comité : George K. Hickox, Jr.

Membres : Michael J. Leffell, Adrian Loader (membre d'office votant)

D<sup>r</sup> Edward W. Bogle (membre d'office votant)

On trouvera la charte du comité de gouvernance, des ressources humaines et de la rémunération sur le site Web de la Société au [www.comptonpetroleum.com](http://www.comptonpetroleum.com).

### **AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES**

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres des actions de la Société est Société de fiducie Computershare du Canada, à son bureau situé au 600, 530 – 8th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3S8.

### **RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES**

D'autres renseignements, portant notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les porteurs principaux d'actions ordinaires de la Société, les options d'achat d'actions ordinaires et les initiés intéressés dans des opérations importantes (s'il y a lieu), sont présentés dans la circulaire d'information de la direction datée du 7 mars 2012 se rapportant à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires qui aura lieu le 10 mai 2012. D'autres renseignements financiers sont également présentés dans les états financiers consolidés et le rapport de gestion de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, qui figurent dans le rapport annuel 2011 de la Société. Ces documents, ainsi que d'autres documents relatifs à Compton, ont été déposés sur le site du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« **SEDAR** »), au [www.sedar.com](http://www.sedar.com). On peut se procurer sans frais des exemplaires de la notice annuelle en en faisant la demande à l'adresse suivante :

Compton Petroleum Corporation

Suite 500 Bankers Court

850 – 2nd Street S.W.

Calgary (Alberta) Canada

T2P 0R8

À l'attention de : Secrétaire général

Téléphone : 403 237-9400

Télécopieur : 403 237-9410

Outre les obligations d'information continue prévues par les lois sur les valeurs mobilières des provinces du Canada, Compton est assujettie aux obligations d'information prévues par la Loi de 1934 et, conformément à cette loi, elle dépose également des rapports auprès de la SEC et lui fournit d'autres renseignements. Aux termes d'un régime d'information multinational adopté par les États-Unis et le Canada, ces rapports et autres

renseignements (y compris les renseignements financiers) peuvent être présentés conformément aux obligations d'information du Canada, qui diffèrent à certains égards de celles des États-Unis. À titre d'émetteur fermé étranger, la Société est dispensée des règles prescrites par la Loi de 1934 concernant la remise et le contenu des circulaires de sollicitations de procurations, et ses dirigeants, administrateurs et principaux actionnaires sont dispensés des dispositions concernant la communication de l'information et le recouvrement des profits à court terme (*short-swing profit recovery*) énoncées à l'article 16 de la Loi de 1934. En outre, Compton n'est pas tenue de publier des états financiers aussi rapidement que le font les sociétés américaines.

On peut consulter tout document déposé auprès des commissions des valeurs mobilières et des autorités en valeurs mobilières des provinces du Canada ou remis à celles-ci sur SEDAR et tout document déposé auprès de la SEC ou remis à celle-ci au lieu de consultation publique tenu par la SEC, au 100 F Street, N.E., Washington (D.C.) 20549. Les investisseurs éventuels peuvent communiquer avec la SEC au 1 800 SEC-0330 pour obtenir de plus amples renseignements sur le lieu de consultation publique. La SEC a également un site Web ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)), sur lequel sont affichés des rapports et d'autres renseignements que Compton dépose auprès de celle-ci.

## MISE EN GARDE

### Utilisation des BEP

Le secteur pétrolier et gazier exprime couramment les volumes de production et les réserves en barils équivalents de pétrole, les volumes de gaz naturel étant convertis selon un ratio de 6 000 pieds cubes par baril de pétrole. Il s'agit d'additionner les unités de mesure du pétrole, des LGN et du gaz naturel afin d'obtenir une seule mesure pour qu'il soit plus facile de mesurer les résultats et de les comparer avec ceux d'autres participants au secteur. Dans le présent document, Compton a utilisé la mesure des bep de 6:1, ce qui correspond à l'équivalence énergétique approximative des deux marchandises au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits. Toutefois, les bep ne constituent pas une équivalence de la valeur à la sortie de l'usine où Compton vend sa production; par conséquent, ils pourraient être trompeurs si on les prend isolément.

### Énoncés prospectifs

Certains renseignements sur la Société qui figurent dans les présentes constituent de l'« information prospective » et des « énoncés prospectifs » au sens de la législation canadienne sur les valeurs mobilières applicable et des « énoncés prospectifs » (*forward-looking statements*) au sens de la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* et de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « **Loi de 1934** »).

L'information et les énoncés prospectifs comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux qu'ils expriment ou sous-entendent. L'emploi de termes comme « être d'avis », « estimer », « s'attendre à », « planifier », « prédire », « perspectives », « objectifs », « buts », « projets », « pouvoir », « espérer », « avoir l'intention de », « prévoir », « viser à », « en vue de », « éventuel » et « stratégie » et de termes semblables éventuellement employés au futur, au conditionnel ou à la forme négative et qui ne concernent pas strictement des faits actuels ou historiques indique une information et des énoncés prospectifs. Des énoncés prospectifs figurent notamment aux rubriques « Évolution générale de l'entreprise », « Description de l'entreprise » et « Facteurs de risque » des présentes. Comme exemples d'information et d'énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle, mentionnons :

- l'orientation des dépenses en immobilisations;

- la vente, l'amodiation, la prise d'intérêt ou la mise en valeur de certaines propriétés d'exploration en recourant aux ressources de tiers;
- les incidences de la fluctuation du prix du pétrole et du gaz naturel sur les flux de trésorerie à la suite des opérations de couverture;
- les projets de forage;
- l'existence, l'application et la stratégie du programme de gestion des risques liés au prix des marchandises;
- le montant approximatif et maximum des ventes à terme et des opérations de couverture à utiliser;
- la stratégie de croissance de Compton, les critères à appliquer à cet égard et les avantages en découlant;
- les incidences de la réglementation fédérale et provinciale canadienne sur Compton par rapport aux autres émetteurs gaziers et pétroliers de même envergure;
- l'objectif de soutenir ou d'accroître la production et les réserves grâce à une gestion et à des acquisitions prudentes;
- l'émergence d'autres occasions de croissance;
- la capacité de Compton de bénéficier de la combinaison d'occasions de croissance et de la capacité de croître au moyen des marchés des capitaux.

Les hypothèses importantes posées dans les énoncés prospectifs incluent certaines hypothèses communiquées dans le rapport de gestion de Compton aux rubriques « Situation de trésorerie et sources de financement », « Structure du capital », « Perspectives » et « Principales estimations comptables ».

Bien que Compton estime que les attentes qu'expriment les énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront exactes. Rien ne garantit les résultats, les niveaux d'activité, les réalisations ou les rendements futurs. Les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux prévus dans ces énoncés prospectifs en raison des facteurs de risque énoncés ci-après, ailleurs dans la présente notice annuelle et à la rubrique « Risques » du rapport de gestion annuel de Compton :

- la conjoncture économique générale au Canada, aux États Unis et à l'échelle mondiale;
- la situation du secteur, notamment la volatilité du prix du pétrole et du gaz naturel;
- les redevances payables sur la production de pétrole et de gaz naturel de Compton;
- la réglementation gouvernementale du secteur du pétrole et du gaz, notamment la réglementation environnementale;
- la fluctuation des taux de change et des taux d'intérêt;
- les incidents imprévus au chapitre de l'exploitation qui pourraient réduire, interrompre ou retarder la production ou augmenter les frais d'exploitation;

- l'incapacité d'obtenir, au besoin, les autorisations requises de la part de partenaires du secteur ou de tiers;
- la volatilité des marchés boursiers et les évaluations du marché;
- l'obligation d'obtenir les autorisations nécessaires de la part des organismes de réglementation.

Les énoncés relatifs aux « réserves » ou aux « ressources » sont réputées être des énoncés prospectifs puisqu'ils supposent implicitement, d'après certaines estimations et hypothèses, que les ressources et les réserves décrites pourraient être exploitées de manière rentable à l'avenir. Les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle :

- a) ont été faits aux dates qui y sont indiquées;
- b) reflètent l'opinion de Compton à la date de ces documents, et on ne peut s'y fier comme s'ils représentaient son opinion à toute date ultérieure;
- c) sont expressément visés par la présente mise en garde.

Même s'il est possible que des faits nouveaux l'amènent à changer son point de vue, Compton n'a absolument aucune intention ou obligation de mettre à jour l'information et les énoncés prospectifs, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou d'autres facteurs, sauf dans la mesure où elle y est tenue par les lois sur les valeurs mobilières applicables. Sauf dans la mesure exigée par la loi, Compton n'est pas tenue de mettre à jour ou de réviser l'information ou les énoncés prospectifs, que ce soit en raison de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres facteurs.

L'information et les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle qui ont trait aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux flux de trésorerie futurs et qui reposent sur des hypothèses concernant la conjoncture économique et des mesures futures sont présentés afin d'aider les porteurs de titres de la Société à comprendre la position actuelle de la direction sur les enjeux futurs et ne conviennent pas nécessairement à d'autres fins.

Rien ne garantit que les résultats réels et les événements futurs correspondront à ce que prévoient l'information et les énoncés prospectifs. Les écarts pourraient même être considérables. Par conséquent, il ne faut pas se fier indûment à l'information et aux énoncés prospectifs. L'information et les énoncés prospectifs qui visent des périodes ultérieures à 2011 comportent des risques plus importants et nécessitent des hypothèses à plus long terme que dans le cas des hypothèses et des estimations qui ont trait à 2011, de sorte qu'ils sont soumis à une incertitude plus grande. Par conséquent, il faut considérer avec circonspection cette information et ces énoncés prospectifs à long terme.

**ANNEXE A**  
**RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU**  
**VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT**

**ANNEXE 51-101A2**  
**RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES**  
**DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT**

Au conseil d'administration de Compton Petroleum Corporation (la « Société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société au 31 décembre 2011. Les données relatives aux réserves sont une estimation des réserves prouvées et probables et des produits d'exploitation nets futurs connexes au 31 décembre 2011, calculés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer un avis sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation selon les normes exposées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE »), rédigé en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
4. Le tableau suivant présente les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, et indique les tranches respectives de ces produits d'exploitation que nous avons auditées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la Société.

| Évaluateurs de<br>réserves qualifiés<br>indépendants | Description et date<br>d'établissement du<br>rapport d'évaluation | Emplacement des réserves<br>(pays ou zone géographique<br>étrangère) | Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets<br>futurs (avant impôts,<br>taux d'actualisation de 10 %) (en milliers de \$) |            |        |         |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------|---------|
|                                                      |                                                                   |                                                                      | Audit                                                                                                                                  | Évaluation | Examen | Total   |
| GLJ Petroleum<br>Consultants                         | Sommaire<br>6 février 2012                                        | Canada                                                               | -                                                                                                                                      | 615 942    | -      | 615 942 |

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci.
6. Il ne nous incombe pas de mettre à jour nos rapports dont il est question au paragraphe 4 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts pourraient être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ Petroleum Consultants Ltd, Calgary (Alberta), le 17 février 2012

Le vice-président,

« *SIGNATURE* » \_\_\_\_\_  
Myron J. Hladyshevsky, ing.

**ANNEXE B**  
**RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION**  
**CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ**

La direction de Compton Petroleum Corporation (la « **Société** ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société conformément à la réglementation sur les valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui sont des estimations des réserves prouvées et probables et des produits d'exploitation nets futurs connexes au 31 décembre 2011 faites au moyen de prix et de coûts prévisionnels.

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué toutes les données relatives aux réserves de la Société. Son rapport sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité du conseil d'administration de la Société a fait ce qui suit :

- a) il a examiné les méthodes suivies par la Société pour fournir l'information à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant;
- b) il a rencontré l'évaluateur de réserves qualifié indépendant dans le but de déterminer si on lui avait imposé des restrictions l'empêchant de fournir un rapport sans réserve;
- c) il a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur de réserves qualifié indépendant.

Le comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité du conseil d'administration a examiné les méthodes suivies par la Société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité, a approuvé ce qui suit :

- a) le contenu de l'Annexe 51-101A1 qui renferme des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'Annexe 51-102A2, qui est le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts pourraient être importants. Toutefois, les écarts devraient refléter le fait que les réserves sont divisées en catégories en fonction de la probabilité de leur récupération.

/s/ Edward W. Bogle

Edward Bogle

Président et chef de la direction

/s/ C.W. Leigh Cassidy

C.W. Leigh Cassidy

Vice-président, Finances et chef des finances

/s/ Randall J. Findlay

Randall J. Findlay

Président du comité des réserves, de l'exploitation, de l'environnement et de la santé et sécurité

/s/ Adrian Loader

Adrian Loader

Président du conseil

Le 7 mars 2011



Suite 500, 850 – 2nd Street SW  
Calgary (Alberta) T2P 0R8  
Téléphone : 403 237-9400  
Télécopieur : 403 237-9410  
Courriel : [investorinfo@comptonpetroleum.com](mailto:investorinfo@comptonpetroleum.com)  
Site Web : [www.comptonpetroleum.com](http://www.comptonpetroleum.com)