



TABLE DES MATIÈRES

| | | | |
|---|----|--|-----|
| AVIS | 1 | MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES | 88 |
| GLOSSAIRE | 1 | ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA | |
| Termes courants de l'industrie | 1 | HAUTE DIRECTION | 89 |
| Abréviations courantes | 4 | RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT | 93 |
| Table de conversion | 4 | POURSUITES ET MESURES DE | |
| STRUCTURE DE L'ENTREPRISE | 4 | RÉGLEMENTATION | 95 |
| Dénomination et constitution | 4 | MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES | |
| Liens intersociétés..... | 5 | PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES | |
| DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE | | OPÉRATIONS IMPORTANTES | 95 |
| L'ENTREPRISE | 7 | AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ | |
| Survol..... | 7 | DE LA TENUE DES REGISTRES | 95 |
| Historique des trois derniers exercices | 8 | CONTRATS IMPORTANTS | 95 |
| DESCRIPTION NARRATIVE DES ENTREPRISES | | INTÉRÊTS DES EXPERTS | 95 |
| DE SUNCOR | 11 | INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT | |
| Sables pétrolifères | 11 | AUX EXIGENCES DE LA NEW YORK | |
| Exploration et production..... | 18 | STOCK EXCHANGE | 96 |
| Raffinage et commercialisation | 25 | RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES | 96 |
| Autres entreprises de Suncor | 29 | MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS | |
| EMPLOYÉS DE SUNCOR | 30 | PROSPECTIFS | 96 |
| POLITIQUES IMPORTANTES | 30 | Annexe A – Mandat du comité d'audit..... | A-1 |
| RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX | | Annexe B – Suncor Énergie Inc. Politique et | |
| RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION | | procédures d'approbation préalable des | |
| CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ | 31 | services d'audit et des services non liés à | |
| Tableaux et notes concernant les réserves de | | l'audit..... | B-1 |
| pétrole et de gaz | 34 | Annexe C – Annexe 51-101A2 <i>Rapport sur les</i> | |
| Tableaux et notes concernant les produits des | | <i>données relatives aux réserves de l'évaluateur</i> | |
| activités ordinaires nets futurs | 44 | ou du vérificateur de réserves qualifié | |
| Autre information concernant les données | | <i>indépendant</i> | C-1 |
| relatives aux réserves..... | 52 | Annexe D – Annexe 51-101A2 <i>Rapport sur les</i> | |
| SITUATION DANS L'INDUSTRIE | 64 | <i>données relatives aux réserves de l'évaluateur</i> | |
| FACTEURS DE RISQUE | 71 | ou du vérificateur de réserves qualifié | |
| DIVIDENDES | 85 | <i>indépendant</i> | D-1 |
| DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL | 85 | Annexe E – Annexe 51-101A3 <i>Rapport de la</i> | |
| | | <i>direction et du conseil d'administration sur</i> | |
| | | <i>l'information concernant le pétrole et le gaz</i> | E-1 |

AVIS

À moins que le contexte ne s'y oppose, dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle »), les termes « nous », « nos », « notre », « suncor » ou « la Société » renvoient à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, sociétés de personnes et investissements dans des coentreprises. Le 1^{er} août 2009, Suncor a réalisé sa fusion avec Petro-Canada, qui est désignée dans le présent document sous le nom de « fusion ». À moins que le contexte ne s'y oppose, les termes « conseil d'administration » ou « conseil » désignent le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes tirés de la production sont présentés en fonction d'une participation directe, à moins d'indication contraire. Certains montants des années antérieures peuvent avoir été reclassés pour se conformer au modèle de présentation de l'année en cours.

Les renvois à nos états financiers consolidés audités 2011 désignent les états financiers consolidés audités de Suncor établis conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR), aux notes et au rapport des auditeurs au 31 décembre 2011 et pour chaque exercice de la période de deux exercices terminée à cette date. Les renvois à notre rapport de gestion désignent le rapport de gestion de Suncor daté du 23 février 2012.

À moins d'indication contraire, toute l'information financière a été établie conformément aux PCGR canadiens, qui respectent le cadre établi par les International Financial Reporting Standards (IFRS).

La présente notice annuelle comprend des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles de Suncor. L'information présentée est soumise à un certain nombre de risques et d'incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent document à la rubrique « Facteurs de risque », dont un grand nombre échappent au contrôle de la Société. Les lecteurs devraient se rappeler que les résultats réels pourraient différer considérablement par rapport aux renseignements contenus dans la présente notice annuelle. On se reportera à la rubrique « Avis – Renseignements prospectifs » de la présente notice annuelle pour obtenir de l'information sur les autres facteurs de risque et les principales hypothèses qui sous-tendent nos renseignements prospectifs.

L'information contenue sur le site Web de Suncor au www.suncor.com ou accessible par ailleurs par l'intermédiaire de ce site ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'est pas intégrée par renvoi dans celle-ci.

GLOSSAIRE

Termes courants de l'industrie

Produits

hydrocarbures : solides, liquides ou gaz formés de composés de carbone et d'hydrogène en proportions variables.

pétrole brut : mélange de pentanes (hydrocarbures légers) et d'hydrocarbures lourds existant en phase liquide dans des réservoirs et qui demeure liquide à la pression et à la température atmosphériques. Le pétrole brut peut renfermer des traces de soufre et de composés autres que des hydrocarbures, mais ne comprend pas les liquides récupérés par le traitement du gaz naturel.

bitume ou pétrole brut lourd : mélange visqueux naturel, composé surtout de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, qui, dans son état visqueux naturel, pourrait ne pas être récupéré à un débit commercial au moyen d'un puits sans l'emploi de méthodes de récupération assistée. Une fois extrait, le bitume ou pétrole brut lourd peut être valorisé pour devenir du pétrole brut et d'autres produits pétroliers.

pétrole brut classique : pétrole brut produit à l'aide de puits selon les méthodes de récupération normalement utilisées dans l'industrie.

sables pétrolifères : gisements formés naturellement de sable ou de grès ou d'autres roches sédimentaires contenant du bitume.

pétrole brut synthétique : mélange d'hydrocarbures obtenu par la valorisation du bitume provenant de sables bitumineux. Le pétrole brut synthétique peut renfermer du soufre ou d'autres composés que des hydrocarbures et présente de nombreuses similarités avec le pétrole brut. Il est qualifié de **non corrosif** si son contenu en soufre est faible et de **corrosif** si son contenu en soufre est plus élevé.

West Texas Intermediate : type de pétrole brut servant de référence pour l'établissement des prix du pétrole et marchandise sous-jacente des contrats à terme négociés à la New York Mercantile Exchange (NYMEX).

gaz naturel : mélange d'hydrocarbures plus légers, qui sont gazeux à une température et à une pression atmosphériques.

gaz naturel classique : gaz naturel produit à partir de toutes les strates géologiques, y compris le gaz associé et non associé ainsi que le gaz dissous, sauf le méthane de houille et le gaz de shale.

gaz non associé : gisement de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut. **gaz associé** : calotte de gaz sus-jacente à un gisement de pétrole brut dans un réservoir.

gaz dissous : gaz dissous dans du pétrole brut dans un réservoir.

liquides de gaz naturel (LGN) : 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 et homologues supérieurs, des condensats et de petites quantités de substances autres que les hydrocarbures.

Procédés d'exploration et de développement pétroliers et gaziers

frais de développement : frais engagés pour avoir accès aux réserves et se doter d'installations pour l'extraction, le traitement, la collecte et le stockage du pétrole et du gaz des réserves.

frais d'exploration : frais relatifs à la reconnaissance des zones pouvant présenter des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz et à l'étude des zones productives possibles.

champ : région géographique définie comportant un ou plusieurs gisements contenant des hydrocarbures.

entonnoir souterrain : excavation creusée au fond de la mer afin de protéger l'équipement contenu dans les têtes de puits contre les icebergs; il comprend habituellement plusieurs têtes de puits.

réservoir : formation géologique souterraine poreuse et perméable contenant un gisement de pétrole distinct qui est piégé par des barrières de roche imperméable ou d'eau et caractérisé par un système de pression unique.

puits :

puits de développement : puits forés dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou dans le voisinage immédiat de la limite du réservoir, jusqu'à une profondeur reconnue productive.

puits secs : puits de développement ou d'exploration déterminés comme incapables de produire du pétrole ou du gaz en quantités suffisantes pour justifier son parachèvement en puits de pétrole ou de gaz.

puits d'exploration : puits forés dans un territoire sans réserves prouvées existantes, dans l'intention de découvrir des réservoirs ou des gisements commerciaux de pétrole brut et/ou de gaz naturel. Les puits d'exploration comprennent les **puits d'évaluation**, qui sont forés pour mesurer le potentiel commercial (soit la taille et la qualité) d'une découverte d'hydrocarbures. Avant le développement, une découverte extracôtière nécessitera probablement le forage de plusieurs puits d'évaluation.

puits de service : puits forés ou complétés en vue de soutenir la production dans un champ existant, comme les puits forés à des fins d'observation ou ceux forés pour l'injection de gaz ou d'eau.

puits de forage stratigraphique : puits de forage visant à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière, comme pour le **carottage** de concessions de sables pétrolifères, que l'on fore habituellement sans l'intention de mettre le puits en production.

Procédés de production

capacité : production moyenne annuelle qui peut être tirée d'une installation de traitement, comme une installation de valorisation, une raffinerie ou une usine de traitement du gaz naturel dans des conditions d'exploitation idéales et conformément à des normes de conception courantes.

activités en aval : raffinage du pétrole brut ou du pétrole brut synthétique et vente et distribution de produits raffinés au détail et en gros.

matière première : désigne généralement i) le bitume requis pour la production de pétrole brut synthétique pour les activités relatives aux sables pétrolifères de la Société ou ii) le pétrole brut et/ou les autres composants nécessaires à la production de produits raffinés pour les activités en aval de la Société.

in situ ou « sur place » : désigne les méthodes d'extraction du bitume ou du pétrole brut lourd dans les gisements profonds de sables pétrolifères par d'autres moyens que l'exploitation de surface.

morts-terrains : matière recouvrant les sables pétrolifères qu'il faut enlever avant de pouvoir procéder à l'extraction et qui se compose de muskeg, de dépôts glaciaires et de sable.

contrats de partage de la production (CPP) : type courant de contrat conclu entre un gouvernement et une société d'extraction de ressources qui vise à fixer la quantité de ressources produites que chaque partie recevra et à établir quelles parties sont responsables du développement et de l'exploitation des ressources. Un **contrat d'exploration et de partage de la production (CEPP)** est un type de CPP qui établit également quelles parties sont responsables des activités d'exploration.

drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV) : technologie de récupération assistée des hydrocarbures permettant de produire du pétrole brut lourd et du bitume. Il s'agit d'un procédé perfectionné de stimulation à la vapeur dans le cadre duquel deux puits horizontaux sont forés dans le réservoir de pétrole, l'un étant situé à quelques mètres au-dessus de l'autre. De la vapeur basse pression est injectée de façon continue dans le puits du dessus dans le but de chauffer le pétrole et d'en réduire la viscosité de sorte qu'il s'écoule dans le puits du dessous, d'où il est pompé vers la surface.

ratio vapeur-pétrole : paramètre utilisé pour quantifier l'efficacité d'un procédé de récupération du pétrole in situ, qui mesure le nombre de mètres cubes de vapeur nécessaires à la production d'un mètre cube de pétrole. Plus le ratio est bas, plus l'utilisation de la vapeur est efficace.

utilisation : utilisation moyenne de la capacité compte tenu des arrêts et des travaux de maintenance prévus et non prévus aux installations. Plus spécifiquement, l'**utilisation d'une raffinerie** est la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel qui circulent dans les unités de distillation du pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.

valorisation : procédé en deux étapes dans le cadre duquel le bitume ou le pétrole brut lourd est converti en pétrole brut synthétique.

valorisation primaire : également appelée cokéfaction ou craquage thermique, procédé de chauffage du bitume dans les coke drums visant à retirer le carbone excédentaire. Les vapeurs d'hydrocarbures surchauffées sont envoyées vers des tours de fractionnement où elles se condensent en naphta, en kérosène et en gasoil. Le résidu du carbone, ou coke, est retiré des coke drums à des intervalles rapprochés et vendu par la suite comme sous-produit.

valorisation secondaire : procédé de purification également appelé hydrotraitement qui ajoute de l'hydrogène et réduit le contenu en soufre de la production tirée de la valorisation primaire dans le but de créer du pétrole brut synthétique non corrosif et du carburant diesel.

activités en amont : activités qui regroupent l'exploration, le développement et la production de pétrole brut classique, de bitume ou de gaz naturel.

Réserves et ressources

Veillez vous reporter aux définitions pour les tableaux de données relatives aux réserves du Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz contenu dans la présente notice annuelle.

Abréviations courantes

La liste qui suit contient des abréviations qui peuvent être utilisées dans la présente notice annuelle.

| <u>Unités de mesure</u> | | <u>Endroits et monnaies</u> | |
|-------------------------|--|--------------------------------------|--|
| b | baril(s) | É.-U. | États-Unis |
| b/j | barils par jour | R.-U. | Royaume-Uni |
| kb/j | milliers de barils par jour | C.-B. | Colombie-Britannique |
| Mb | millions de barils | \$ ou \$ CA | dollars canadiens |
| bep | barils d'équivalent pétrole | \$ US | dollars américains |
| bep/j | barils d'équivalent pétrole par jour | £ | livres sterling |
| kbep | milliers de barils d'équivalent pétrole | € | euros |
| kbep/j | milliers de barils d'équivalent pétrole par jour | | |
| Mbep | millions de barils d'équivalent pétrole | | |
| kpi ³ | milliers de pieds cubes de gaz naturel | <u>Produits, marchés et procédés</u> | |
| kpi ³ /j | milliers de pieds cubes de gaz naturel par jour | WTI | West Texas Intermediate |
| kpi ³ (e) | milliers de pieds cubes d'équivalent de gaz | WCS | Western Canadian Select |
| Mpi ³ | millions de pieds cubes de gaz naturel | LGN | liquides de gaz naturel |
| Mpi ³ /j | millions de pieds cubes de gaz naturel par jour | GPL | gaz de pétrole liquéfiés |
| Mpi ³ (e) | millions de pieds cubes d'équivalent de gaz | PBS | pétrole brut synthétique |
| Mpi ³ (e)/j | millions de pieds cubes d'équivalent de gaz par jour | NYMEX | New York Mercantile Exchange |
| Gpi ³ | milliards de pieds cubes de gaz naturel | | |
| GJ | gigajoule | TSX | Bourse de Toronto |
| MBTU | millions d'unités thermiques britanniques | NYSE | New York Stock Exchange |
| m ³ | mètres cubes | DGMV | drainage par gravité au moyen de la vapeur |
| m ³ /j | mètres cubes par jour | CPP | contrats de partage de la production |
| km | kilomètres | CEPP | contrat d'exploration et de partage de la production |
| MW | mégawatts | | |

Suncor convertit certains volumes de pétrole brut et de LGN en Mpi³(e) ou en Mpi³(e)/j à raison de un b pour 6 kpi³ et certains volumes de gaz naturel en bep, en kbep, en Mbep ou en kbep/j selon le même principe. Toute donnée présentée en kpi³(e), en Mpi³(e), en Mpi³(e)/j, en bep, en bep/j, en kbep, en Mbep ou en kbep/j peut être trompeuse, particulièrement surtout si on l'emploie de façon isolée. Le ratio de conversion selon lequel un b de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel équivaut à 6 kpi³ de gaz naturel est fondé sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur fondé sur le prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère sensiblement de l'équivalence d'énergie de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1 peut être trompeuse à titre d'indication de valeur.

Table de conversion⁽¹⁾⁽²⁾

| | |
|--|--------------------------------|
| 1 m ³ de liquides = 6,29 barils | 1 tonne = 0,984 tonne (longue) |
| 1 m ³ de gaz naturel = 35,49 pieds cubes | 1 tonne = 1,102 tonne (courte) |
| 1 m ³ de morts-terrains = 1,31 verge cube | 1 kilomètre = 0,62 mille |
| | 1 hectare = 2,5 acres |

(1) Selon les facteurs de conversion indiqués ci-dessus, la conversion des nombres arrondis qui figurent dans la présente notice annuelle peut donner lieu à de légers écarts par rapport aux chiffres indiqués.

(2) Dans la présente notice annuelle, certaines données sont exprimées selon le système métrique et d'autres en mesures impériales.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Dénomination et constitution

Suncor Énergie Inc. (auparavant Suncor Inc.) est issue de la fusion, en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, le 22 août 1979, de Sun Oil Company Limited, constituée en 1923, et de Great Canadian Oil Sands Limited, constituée en 1953. Le 1^{er} janvier 1989, nous avons fusionné de nouveau avec une filiale en propriété exclusive en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Nous avons modifié nos statuts en 1995 par suite du déménagement de notre siège social de Toronto, en Ontario, à Calgary, en Alberta, et nous les avons

modifiés de nouveau en avril 1997 dans le but d'adopter notre dénomination sociale actuelle, « Suncor Énergie Inc. ». En avril 1997, en mai 2000, en mai 2002 et en mai 2008, nous avons modifié nos statuts en vue de diviser les actions émises et en circulation à raison de deux pour une.

Aux termes d'un arrangement (l'« arrangement »), qui a été réalisé avec prise d'effet le 1^{er} août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada pour former une société par actions unique prorogée sous la dénomination « Suncor Énergie Inc. ». L'arrangement a été réalisé conformément à l'article 192 de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* au moyen d'une convention d'arrangement datée du 22 mars 2009 et du plan d'arrangement s'y rattachant, en sa version modifiée. Aux termes de l'arrangement, les actionnaires de Petro-Canada ont reçu 1,28 action ordinaire de l'entité prorogée Suncor pour chaque action ordinaire de Petro-Canada qu'ils détenaient, et les actionnaires de Suncor ont reçu une action ordinaire de l'entité prorogée Suncor pour chaque action ordinaire qu'ils détenaient.

Notre siège social et principal établissement est situé au 150 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3E3.

Liens intersociétés

Les filiales importantes, qui appartenaient chacune à 100 %, directement ou indirectement, à la Société au 31 décembre 2011, sont les suivantes :

| Nom | Territoire de constitution | Description |
|---|----------------------------|--|
| Activités canadiennes | | |
| Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership | Canada | Société de personnes qui détient la plupart des actifs liés aux sables pétrolifères de la Société. |
| Suncor Energy Ventures Partnership | Canada | Société de personnes créée en 2011 qui détient la participation de la Société dans la coentreprise Syncrude. |
| Produits Suncor Énergie, S.E.N.C. | Canada | Société de personnes qui détient la quasi-totalité des actifs canadiens de raffinage et de commercialisation de la Société. |
| Suncor Energy Oil & Gas Partnership | Canada | Société de personnes qui détient certains des actifs pétroliers et gaziers en amont du Canada. |
| Suncor Energy Joslyn Partnership | Canada | Société de personnes qui détient notre participation directe dans la coentreprise Joslyn. |
| Produits Suncor Énergie Inc. | Canada | Filiale de Suncor Énergie Inc. qui détient des participations dans les activités relatives à la commercialisation de l'énergie et à l'énergie renouvelable de la Société et qui est associée à Produits Suncor Énergie, S.E.N.C. |
| Suncor Énergie Marketing Inc. | Canada | Filiale de Produits Suncor Énergie Inc., par l'entremise de laquelle les produits fabriqués par nos entreprises nord-américaines en amont sont commercialisés. Par le truchement de cette filiale, nous administrons également des activités de commerce d'énergie de Suncor, commercialisons certains produits de tiers, assurons la charge d'alimentation de pétrole brut et de gaz naturel pour notre entreprise en aval et assurons et commercialisons les LGN et les GPL pour notre entreprise en aval. |
| Activités américaines | | |
| Petro-Canada U.S. Holdings Ltd. | É.-U. | Filiale de Suncor Énergie Inc. qui détient la majorité de nos participations aux États-Unis. |
| Suncor Energy (U.S.A.) Inc. | É.-U. | Filiale de Suncor Énergie Inc., par l'entremise de laquelle nos activités de raffinage et de commercialisation sont menées aux États-Unis. |

| Nom | Territoire de constitution | Description |
|---|----------------------------|---|
| Activités internationales | | |
| 3908968 Canada Inc. | Canada | Filiale de Suncor Énergie Inc. qui détient certaines de nos participations internationales. |
| Suncor Energy UK Holdings Ltd. | R.-U. | Filiale de 3908968 Canada Inc. qui déteint certaines de nos participations au Royaume-Uni. Anciennement Petro-Canada U.K. Holdings Limited. |
| Suncor Energy UK Limited | R.-U. | Filiale de Suncor Energy UK Holdings Ltd. par l'entremise de laquelle certaines de nos activités sont menées au R.-U. Anciennement Petro-Canada UK Limited. |
| Petro-Canada Cooperative Holding U.A. | Pays-Bas | Filiale de 3908968 Canada Inc. qui détient certaines de nos participations internationales. |
| Petro-Canada (International) Holdings B.V. | Pays-Bas | Filiale de Petro-Canada Cooperative Holding UA qui détient certaines de nos participations internationales. |
| Petro-Canada Palmyra B.V. | Pays-Bas | Filiale de Petro-Canada (International) Holdings BV qui détient la majorité de nos participations en Syrie. |
| Petro-Canada Germany GmbH ⁽¹⁾ | Allemagne | Filiale de Petro-Canada (International) Holdings BV qui détient la majorité de nos participations en Libye. |
| Petro-Canada Oil (North Africa) GmbH ⁽²⁾ | Allemagne | Filiale de Petro-Canada Germany GmbH par l'entremise de laquelle la majorité de nos activités sont menées en Libye. |

(1) Après le 31 décembre 2011, Petro-Canada Germany GmbH a changé sa dénomination pour celle de Suncor Energy Germany GmbH.

(2) Après le 31 décembre 2011, Petro-Canada Oil (North Africa) GmbH a changé sa dénomination pour celle de Suncor Energy Oil (North Africa) GmbH.

Individuellement, les autres filiales de la Société ont représenté (i) moins de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2011 et (ii) moins de 10 % du chiffre d'affaires et des produits des activités ordinaires consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011. Globalement, les autres filiales ont représenté moins de 20 % de chacun des points (i) et (ii) décrits ci-dessus.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

Survol

Suncor est une société de ressources énergétiques intégrée, dont le siège social est situé à Calgary (Alberta), au Canada. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables pétrolifères de l'Athabasca, au Canada. De plus, nous exerçons des activités d'exploration, d'acquisition, de développement, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et sur le plan international, et de transport et de raffinage du pétrole brut et de commercialisation de produits pétroliers et pétrochimiques principalement au Canada. Nous commercialisons à l'occasion des produits pétroliers de tiers. Nous exerçons également des activités de commerce d'énergie consistant principalement en la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de produits raffinés et de sous-produits.

Suncor a regroupé ses activités selon les secteurs qui suivent :

SABLES PÉTROLIFÈRES

Dans le cadre du secteur Sables pétrolifères, dont les actifs sont situés dans le nord-est de l'Alberta, Suncor récupère le bitume provenant de ses activités d'exploitation et de ses activités in situ et valorise la majorité de cette production pour en faire des matières premières prêtes à utiliser par les raffineries, du combustible diesel et des sous-produits de raffinage. Le secteur Sables pétrolifères comprend les activités suivantes :

- Le secteur **Sables pétrolifères** désignent les actifs détenus en propriété exclusive et exploités par Suncor pour l'exploitation minière, l'extraction et la valorisation situés dans la région de sables pétrolifères de l'Athabasca. Les activités relatives aux Sables pétrolifères regroupent les activités qui suivent :
 - Les **Activités de base des Sables pétrolifères** comprennent les activités d'exploitation minière et d'extraction visant Millennium et Steepbank (y compris l'expansion de North Steepbank), deux installations de valorisation intégrées désignées comme l'installation 1 et l'installation 2, de même que l'infrastructure connexe pour ces actifs, dont les services publics, les installations énergétiques et les installations de remise en état, comme les actifs relatifs à la réduction des résidus (procédé TRO^{MC}).
 - Les activités **In situ** comprennent la production de bitume tirée des sables pétrolifères provenant de Firebag et de MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe comme les installations de traitement centrales et les unités de cogénération. La majorité de la production In situ est valorisée par les Activités de base des Sables pétrolifères; toutefois, le plan de commercialisation de la Société prévoit la vente de bitume lorsque les conditions de commercialisation sont favorables ou lorsque les conditions d'exploitation pour les Activités de base des Sables pétrolifères l'exigent.
- Les **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprennent les participations de la Société dans d'importants projets de croissance, dont deux pour lesquels Suncor assure l'exploitation : l'exploitation de Fort Hills (40,8 %) et l'usine de valorisation Voyageur (51 %) et un pour lequel Total E&P Canada Ltd. (Total E&P) assure l'exploitation : le projet d'exploitation minière Joslyn (36,75 %). Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères comprend également une participation de 12 % de la Société dans la coentreprise d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères Syncrude.

EXPLORATION ET PRODUCTION

En janvier 2011, Suncor a combiné ses secteurs International et Gaz naturel avec le secteur Exploration et Production, lequel secteur comprend les activités marines menées au large de la côte est du Canada et dans la mer du Nord de même que les activités terrestres menées en Amérique du Nord, en Libye et en Syrie.

- Au large de la **Côte Est du Canada**, Suncor détient une participation directe de 37,675 % dans Terra Nova et en assure l'exploitation. Suncor détient également une participation de 20 % dans le projet de base Hibernia ainsi qu'une participation de 19,5 % dans l'unité d'extension Hibernia Southern, une participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose et une participation de 26,125 % dans les extensions White Rose ainsi qu'une participation de 22,729 % dans Hebron, qui sont toutes exploitées par d'autres sociétés.
- Dans le cadre de ses activités **International**, Suncor détient une participation directe de 29,89 % dans Buzzard et une participation de 26,69 % dans le développement de la zone Golden Eagle (Golden Eagle), qui sont toutes

deux exploitées par une autre société, dans la partie britannique de la mer du Nord, Suncor détient également des participations dans plusieurs concessions de la mer du Nord au large du R.-U. et de la Norvège. Suncor est propriétaire, aux termes d'un contrat de partage de la production, d'une participation dans la formation gazière Ebla, dans les régions Ash Shaer and Cherrife, en Syrie. Suncor est également propriétaire, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production, de participations directes dans l'exploration et le développement de champs pétrolifères dans le bassin Sirte, en Libye.

En raison de l'agitation politique récente dans ces deux pays, la Société a déclaré une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles en Libye et en Syrie. Les activités en Libye sont en train de reprendre, mais celles en Syrie ont été suspendues pour une période indéterminée.

- Dans le cadre de ses **Activités terrestres en Amérique du Nord**, Suncor détient des participations dans un certain nombre d'actifs de l'Ouest canadien, qui produisent principalement du gaz naturel.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor comprend deux branches principales :

- Dans le cadre de ses **Activités de raffinage et d'approvisionnement en produits**, Suncor raffine le produit brut en une grande variété de produits pétrolifères et pétrochimiques. Les activités dans l'Est de l'Amérique du Nord comprennent les raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario) et une entreprise de lubrifiants située à Mississauga (Ontario), qui fabrique, mélange et commercialise des produits dans le monde entier. Les activités dans l'Ouest de l'Amérique du Nord comprennent les raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado). Les autres actifs comprennent des participations dans une usine pétrochimique, des pipelines et des terminaux de produits situés au Canada et aux États-Unis.
- Dans le cadre de ses activités de **Commercialisation** en aval, Suncor vend des produits pétrolifères raffinés et des lubrifiants à des clients au détail et des secteurs commerciaux et industriels par l'entremise d'une combinaison de stations de détail appartenant à la Société et sous la bannière d'un concessionnaire au Canada et au Colorado, d'un réseau de transport routier commercial qui traverse le Canada et d'un canal de vente en gros au Canada.

SIÈGE SOCIAL, COMMERCE D'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Les activités regroupées sous **Siège social, énergie et éliminations** comprennent les investissements de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les résultats relatifs à la fourniture et au commerce d'énergie ainsi que d'autres activités qui ne sont pas directement attribuables à un autre segment d'exploitation.

- Les participations du secteur **Énergie renouvelable** comprennent six projets de centrales éoliennes en exploitation et l'usine d'éthanol de St. Clair en Ontario.
- Les activités de **Commerce d'énergie** comprennent principalement la commercialisation et le commerce du pétrole brut, du gaz naturel, des produits pétroliers raffinés et des sous-produits de même que l'utilisation d'une infrastructure intermédiaire et de produits dérivés financiers afin d'optimiser les stratégies commerciales connexes.
- Les autres activités regroupées sous l'appellation **Siège social** comprennent la gestion de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les dépenses qui ne sont pas attribuées aux activités de la Société et les activités de filiale d'assurances de la Société, qui assure elle-même une partie des actifs de la Société.
- Les produits et les dépenses qui touchent plus d'un segment n'apparaissent pas dans les résultats consolidés pour le secteur **Éliminations du groupe**. L'activité intersegmentaire comprend la vente de charges d'alimentation par les secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production au secteur Raffinage et commercialisation, la vente de carburants et lubrifiants par le secteur Raffinage et commercialisation au secteur Sables pétrolifères, la vente d'éthanol par le secteur Énergie renouvelable au secteur Raffinage et commercialisation et la fourniture d'une assurance pour une partie des activités de la Société par la filiale d'assurances de celle-ci.

Historique des trois derniers exercices

2009

- **Le ralentissement économique mène à la « mise en veilleuse » de projets de croissance clés.** Au cours du premier trimestre de 2009, Suncor a placé divers projets du secteur Sables pétrolifères « en veilleuse » en raison du ralentissement économique de l'économie mondiale. On entend par mise en veilleuse le fait de reporter des projets et de maintenir l'équipement et les installations dans un état sécuritaire de façon à pouvoir accélérer la reprise subséquente des travaux lorsqu'approprié. Le fait de mettre et de conserver en veilleuse des projets a entraîné d'importants frais d'exploitation en 2009 et en 2010, et les modifications qui s'en sont suivies de

l'échéancier des projets ont entraîné de plus grandes dépenses en immobilisations lorsque les projets ont été remis en branle. Par suite de la fusion et de la reprise de l'économie, en 2010, les stades 3 et 4 de Firebag et le projet de construction de l'unité de naphta Millennium (l'« UNM ») ont cessé d'être en veilleuse. Le projet de valorisation Voyageur s'est remis en branle en 2011.

- **Fusion avec Petro-Canada.** Le 1^{er} août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada et a alors ajouté environ 375 kbep/j de production en amont, ce qui comprenait le projet de bitume in situ de MacKay River, une participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude, des participations dans les principaux champs producteurs au large de Terre-Neuve-et-Labrador, des participations dans plusieurs champs en mer dans les parties britanniques et néerlandaises de la mer du Nord, dont Buzzard, des participations dans les activités étrangères menées aux termes de CPP en Syrie et en Libye et d'importants actifs gaziers dans l'Ouest canadien et les Rocheuses américaines. Les actifs en croissance acquis comprenaient le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills, une autre grande superficie de sables pétrolifères considérée comme propice au développement in situ des ressources de bitume et des participations dans d'autres champs de la mer du Nord qui deviendraient connus par la suite sous le nom de Golden Eagle. Les actifs en aval acquis comprenaient les raffineries d'Edmonton et de Montréal, une usine de lubrifiants et le réseau Petro-Canada^{MC} composé de stations-service et de sites de vente en gros fonctionnant avec une carte. De plus, le secteur existant Commerce d'énergie de Suncor assumait les responsabilités relatives à la commercialisation du pétrole brut et à l'approvisionnement en pétrole brut relativement aux actifs de Petro-Canada.
- **Achèvement de l'usine d'extraction Steepbank.** Afin de réduire la distance jusqu'au front d'avancement, une nouvelle usine d'extraction du bitume située à l'est de l'Athabasca River a été terminée, ce qui a donné lieu à une plus grande fiabilité et à une plus grande récupération du bitume.
- **Incendies aux installations de valorisation de Suncor.** En décembre 2009, un incendie est survenu aux usines de valorisation 2 de la Société. Des réparations ont été effectuées à cette usine de sorte que celle-ci a repris ses activités en février 2010. Au cours de ce même mois, un incendie est survenu à nos usines de valorisation 1. Des réparations ont été effectuées à ces usines de sorte que celles-ci ont repris leurs activités en avril 2010.

2010

- **Aliénation d'actifs non essentiels.** Après la fusion, la Société a entrepris une initiative stratégique visant la vente d'actifs non essentiels. Au cours de 2010, la Société a exécuté ou conclu des ententes pour l'aliénation d'actifs non essentiels représentant une production d'environ 60 kbep/j. Ces ententes visaient des actifs dans les Rocheuses américaines, la partie néerlandaise de la mer du Nord, Trinité-et-Tobago, les régions Scott, Telford et Guillemot de la partie britannique de la mer du Nord et de nombreux actifs de gaz naturel dans l'Ouest canadien. La clôture de certaines de ces aliénations a eu lieu en 2011. En 2011, d'autres aliénations d'actifs non essentiels du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord représentant une production d'environ 5,9 kbep/j ont eu lieu.
- **Remise en état d'un bassin de résidus.** Suncor est devenue la première société du secteur des sables pétrolifères à achever une remise en état de la surface d'un bassin de résidus. Le site d'une superficie de 220 hectares a été le premier bassin de stockage de résidus de sables pétrolifères de la Société, qui l'a mis en place au début de ses activités commerciales, en 1967. Suncor a donné au secteur le nom Wapisiw Lookout.
- **Opérations de réduction des résidus (le « procédé TRO^{MC} »)** – Suncor a obtenu l'approbation des organismes de réglementation de l'Alberta pour passer du processus de gestion des résidus consolidés actuel au procédé TRO^{MC}, dans le cadre duquel les résidus fins mûrs sont séchés plutôt que mélangés à du sable et à d'autres matériaux pour former des résidus consolidés. Suncor s'attend à ce que le taux de traitement du procédé TRO^{MC} lui permettant de réduire considérablement la superficie requise pour la gestion des résidus, augmente la vitesse de remise en état de son bassin de résidus et satisfasse aux exigences de la directive en matière de résidus approuvée par l'Energy Resources Conservation Board (l'« ERCB ») de l'Alberta en 2009.
- **Début de la production en Syrie.** Suncor est parvenue au stade de la production commerciale de gaz naturel pour son projet Ebla en avril. La première extraction de pétrole pour ce projet a eu lieu en décembre.
- **Première extraction de pétrole dans les extensions White Rose.** Au cours du deuxième trimestre, la première extraction de pétrole dans la partie North Amethyst des extensions White Rose a eu lieu.
- **Nouvelle détermination à l'égard de Terra Nova.** En décembre, les coentrepreneurs pour le champ pétrolifère Terra Nova ont achevé la nouvelle détermination des participations directes qui devait être effectuée, aux termes de la convention d'exploitation de Terra Nova, après la récupération de l'investissement initial le 1^{er} février 2005. La participation directe de Suncor est passée de 33,990 % à 37,675 %.
- **Transformation des Activités de commercialisation en aval.** Suncor a changé la bannière de 158 sites de vente au détail Sunoco^{MC} afin de regrouper ses activités de commercialisation en aval au Canada postérieures à la fusion sous la bannière Petro-Canada^{MC}. Suncor s'est départie de 104 sites de vente au détail en Ontario afin

de répondre aux exigences du Bureau de la concurrence du Canada dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada.

- **Suncor a annoncé ses projets de faire passer la production à un million de barils d'équivalent pétrole par jour.** En décembre, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu des ententes avec Total E&P. En marge de cette annonce, Suncor a lancé sa stratégie de croissance à long terme afin de faire passer sa production à plus de un million de bep/j d'ici 2020. Parmi les composantes clés du projet, on compte la conclusion d'arrangements avec Total E&P pour la reprise de la construction de l'usine de valorisation Voyageur et le développement conjoint des projets d'exploitation Fort Hills et Joslyn avec les coentrepreneurs respectifs de ces projets. Les autres composantes clés de la stratégie de croissance sur dix ans comprenaient le développement continu des projets in situ Firebag et MacKay River de la Société et des investissements dans des activités internationales et extracôtières et la poursuite de la production pour ces secteurs d'activité.

2011

- **Création du secteur Exploration et production.** En janvier, Suncor a annoncé des changements organisationnels, notamment la fusion des secteurs International et extracôtier et Gaz naturel pour former un seul secteur axé sur la production classique, qui regroupe les activités intracôtières et extracôtières.
- **Agrandissement de l'usine d'éthanol.** En janvier, Suncor a terminé l'agrandissement de son usine d'éthanol en Ontario, qui a doublé sa capacité de production pour atteindre 400 millions de litres par année, ce qui en fait la plus grande installation de production de biocarburants au Canada.
- **Suspension temporaire des activités en Libye.** En réponse à l'agitation politique observée en Libye et aux sanctions dont ce pays a fait l'objet au cours du premier trimestre, l'exploitant de la coentreprise a cessé la production, tandis que Suncor a suspendu toutes ses activités d'exploration et a invoqué une situation de force majeure aux termes de ses CEPP. L'incertitude entourant l'avenir de la Société en Libye en raison des événements observés à l'époque a mené à l'enregistrement d'une charge au titre de la moins-value sur les actifs de la Société. Les sanctions en Libye ont été levées au moment de la transition vers un nouveau gouvernement, et, au début de janvier 2012, l'exploitant de la coentreprise avait pu reprendre la production dans tous les champs producteurs d'importance.
- **Clôture des opérations avec Total E&P.** Une fois qu'elles ont obtenu les approbations réglementaires requises, Suncor et Total E&P ont procédé à la clôture de leurs opérations annoncées précédemment. En échange d'un produit net de 1,820 G\$ (après les rajustements à la clôture) et d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn, Suncor a vendu à Total E&P une participation de 49 % dans l'usine de valorisation Voyageur et une participation de 19,2 % dans le projet Fort Hills.
- **Plus grande révision de l'histoire de Suncor.** Pendant le deuxième trimestre, la Société a réalisé de façon sécuritaire et dans les délais une révision à ses usines de valorisation 2.
- **Mise en service de nouveaux parcs éoliens.** En mai, le projet de centrale éolienne Kent Breeze comportant huit turbines et d'une capacité de 20 MW, situé dans le sud-ouest de l'Ontario, a commencé ses activités. En novembre, Suncor a terminé la construction et a amorcé la pleine production de son projet Wintering Hills, comportant 55 turbines et d'une capacité de 88 MW, situé dans le sud de l'Alberta.
- **Première extraction de pétrole au stade 3 de Firebag.** En juillet, Suncor a réalisé la première extraction de pétrole à la première des trois plateformes d'exploitation pour l'expansion du stade 3 de Firebag. Avec la mise en production accélérée provenant de l'expansion du stade 3 et l'ajout de puits intercalaires à Firebag, la production in situ de Suncor a dépassé 100 000 b/j de bitume pour la première fois au cours du quatrième trimestre.
- **Approbation du développement de Golden Eagle.** Au cours du troisième trimestre, le plan de développement des champs de Golden Eagle a été approuvé. La Société prévoit l'entrée en production à la fin de 2014 ou au début de 2015.
- **Extension North Steepbank.** En décembre, la Société a débuté l'exploitation du minerai se trouvant dans l'extension North Steepbank dans le cadre de ses Activités de base des Sables pétrolifères. L'ouverture de cette nouvelle extension de la mine permet à Suncor d'accéder à des sables pétrolifères supplémentaires, de diminuer les distances de transport globales et de réduire la congestion à la mine.
- **Suspension des activités en Syrie.** En décembre, en raison des sanctions imposées contre la Syrie, Suncor a dû invoquer une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et suspendre ses activités en Syrie. La Société a cessé en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits associés à ses actifs syriens.
- **Achèvement du projet d'intégration des systèmes.** Pendant l'année, la Société a intégré les actifs des secteurs Exploration et production et Raffinage et commercialisation, qui ont été acquis dans le cadre de la fusion, pour

constituer une plateforme commune pour les systèmes d'information. Les actifs des divisions Sables pétrolifères et Siège social avaient été intégrés en 2010.

2012

- **Départ à la retraite du chef de la direction, Rick George.** Le chef de la direction de Suncor depuis de nombreuses années a annoncé son intention de prendre sa retraite après plus de 20 années à la tête de la Société. Le chef de l'exploitation de Suncor, Steve Williams, a été nommé président et membre du conseil d'administration de la Société et il assumera les fonctions de chef de la direction lorsque M. George prendra sa retraite en mai 2012.

DESCRIPTION NARRATIVE DES ENTREPRISES DE SUNCOR

Sables pétrolifères

Pour obtenir une description des exigences réglementaires notamment en matière d'environnement ainsi que de l'environnement concurrentiel et des impacts saisonniers touchant notre secteur Sables pétrolifères, on se reportera aux rubriques Situation dans l'industrie et Facteurs de risque dans la présente notice annuelle.

Activités de base des Sables pétrolifères

Nos Activités de base des Sables pétrolifères intégrées, situées près de Fort McMurray en Alberta, comportent de nombreux volets.

- **Exploitation minière et extraction**

Pour l'exploitation minière à ciel ouvert, une fois les morts-terrains extraits, la Société utilise des pelles pour excaver les sables pétrolifères renfermant du bitume, qui sont acheminés par camion vers les trieuses et les concasseurs, qui réduisent la taille du minerai puis créent une boue composée d'eau chaude, de roche, de sable et de bitume. La boue est acheminée par l'entremise de pipelines d'hydrotransport vers des usines d'extraction. Le bitume brut est séparé de la boue par un procédé à l'eau chaude qui crée une mousse de bitume. Du naphta est ajouté à la mousse de bitume pour créer du bitume dilué, qui est expédié ensuite vers une centrifugeuse qui en retire la plupart des impuretés et des minéraux restants.

- **Valorisation**

Après le transport du bitume dilué vers les usines de valorisation, le naphta est retiré et recyclé; il sera réutilisé comme diluant. Le bitume est valorisé au moyen d'un procédé de cokéfaction et de distillation. Le produit valorisé, appelé PBS corrosif, est vendu directement aux clients sous cette forme ou valorisé de nouveau pour devenir du PBS non corrosif après le retrait du soufre et de l'azote au moyen d'un procédé de traitement à l'hydrogène. En plus du PBS corrosif et non corrosif, les procédés de valorisation permettent également de produire du diesel, du naphta, du kérosène et du gas-oil.

- **Services publics**

De l'eau de traitement est utilisée dans les procédés d'extraction puis est recyclée. La vapeur et l'électricité sont produites par des installations in situ. La vapeur requise pour les activités est générée par une unité de cogénération ou des chaudières à coke. L'électricité est produite par des turbogénératrices, dont certaines font partie de l'unité de cogénération. Le surplus d'électricité est revendu au réseau électrique; toutefois, pendant les périodes de pointe, Suncor achète de l'électricité supplémentaire du réseau électrique.

- **Entretien**

Dans le cours normal de nos activités, nous procédons régulièrement à des activités d'entretien périodique à nos installations. Les activités d'entretien périodique d'envergure, qui exigent l'interruption des unités, sont souvent appelées révisions. Les révisions permettent d'effectuer des travaux d'entretien préventif et de remplacer des biens d'équipement, ce qui devrait accroître notre fiabilité et notre efficacité opérationnelle. Les activités d'entretien sont généralement réalisées de façon périodique, en fonction du rendement d'exploitation historique, des facteurs d'utilisation recommandés ou d'autres exigences réglementaires. Les révisions demandent habituellement la fermeture de l'unité, l'inspection pour trouver des signes d'usure ou d'autres dommages, la réparation ou le remplacement des composantes et finalement, la remise en marche de l'unité.

- **Remise en état**

L'exploitation minière perturbe des portions de terrain, qui doivent être remises en état. Les activités de remise en état des terrains impliquent la surveillance de la récupération et du remplacement du sol, la recherche sur les terrains humides, la protection des poissons, du gibier d'eau et des autres animaux sauvages et le reverdissement.

Le procédé d'extraction produit des résidus qui forment un mélange d'eau, d'argile, de sable et de bitume résiduel. Suncor a mis au point une nouvelle méthode de gestion des résidus, appelée procédé TRO^{MC}, qui convertit plus rapidement les résidus en terrain solide pouvant être remis en état. Dans ce procédé, les résidus fins mûrs sont mélangés à un flocculant polymérique et sont ensuite déposés en minces couches sur des pentes peu prononcées. Le produit qui en résulte est une matière sèche qui peut être remise en état sur place ou être déplacée vers un autre emplacement pour la remise en état finale. Le nouveau procédé devrait éliminer le besoin de construire de nouveaux bassins de résidus sur les sites d'exploitation existants, améliorer la gestion des résidus à l'avenir et, dans les années à venir, réduire le nombre de bassins de résidus qui sont actuellement en exploitation.

Actifs associés aux Sables pétrolifères

Exploitation minière et extraction

Suncor a fait figure de pionnier en commençant le développement commercial des sables pétrolifères d'Athabasca en 1962. La zone d'exploitation initiale est en grande partie épuisée et, depuis plusieurs années, le bitume est tiré presque exclusivement de la zone Millenium, dont la production a débuté en 2001. En 2011, la Société a tiré environ 160 millions de tonnes de Millenium et a commencé à extraire du minerai de NSE.

Suncor exploite à l'heure actuelle deux usines d'extraction, dont la deuxième est entrée en service en 2009. L'usine d'extraction initiale à l'ouest de la rivière Athabasca est exploitée uniquement pour répondre aux besoins des activités de remise en état. En 2011, Suncor a traité en moyenne 289 000 b/j de minerai de bitume dans ses installations d'extraction.

Valorisation

Les installations de valorisation de Suncor consistent en deux usines : l'usine de valorisation 1, dont la capacité de valorisation première est de 110 000 b/j de PBS et l'usine de valorisation 2, dont la capacité de valorisation première est de 240 000 b/j de PBS. Lorsque l'UNM aura été pleinement mise en service, les installations de valorisation secondaires de Suncor seront composées de trois usines à hydrogène, de trois unités d'hydrotraitement du naphta, de deux unités d'hydrotraitement du gaz naturel et de deux unités d'hydrotraitement du diesel.

En 2011, Suncor a produit en moyenne 279 700 b/j de bitume valorisé (PBS) et 25 000 b/j supplémentaires de bitume non valorisé (2010 – 251 400 b/j valorisés, 31 600 b/j non valorisés).

Autres concessions minières

Suncor est propriétaire de plusieurs autres concessions de sables pétrolifères, dont Voyageur South et Audet, qui, selon elle, peuvent être développées à l'aide de techniques d'exploitation minière et sur lesquelles elle entreprend annuellement de modestes programmes de forage exploratoire.

Activités in situ

Dans le cadre de ses activités in situ aux projets Firebag et MacKay River, Suncor utilise le procédé de DGMV afin de séparer le bitume des gisements de sables pétrolifères qui sont trop profonds pour faire l'objet d'une exploitation minière rentable et fournissent essentiellement du bitume supplémentaire aux installations de valorisation du secteur Activités de base des Sables pétrolifères.

- **Le procédé de DGMV**

Dans le cadre de ce procédé, deux puits horizontaux sont forés, l'un étant situé au-dessus de l'autre. Afin d'aider à réduire la perturbation du sol et à améliorer l'efficacité au chapitre des coûts, les paires de puits sont forés à partir d'une plateforme centrale multipuits. De la vapeur est injectée dans le puits du dessus afin de créer une chambre à vapeur souterraine à température élevée. Ce procédé réduit la viscosité du bitume épais, ce qui permet au bitume chauffé et à la vapeur condensée de s'écouler dans le puits du dessous et de remonter à la surface avec l'aide de pompes souterraines ou d'un gaz de circulation. Un délai de 18 à 24 mois doit habituellement être compté pour que la chambre à vapeur atteigne les conditions lui permettant de soutenir la production en période de pointe.

- **Installations de traitement centrales**

Le mélange de bitume et d'eau est pompé vers les unités de séparation aux installations de traitement centrales, où l'eau est extraite du bitume, traitée et renvoyée dans les installations de production de vapeur afin d'y être recyclée. Dans nos activités pour le secteur In situ, un diluant (le naphta) est ajouté ou un pipeline isolé (appelé « pipeline chaud ») est utilisé afin de faciliter le transport du bitume visqueux.

- **Production de vapeur**

Les vapeurs de gaz récupérées aux installations de traitement centrales sont traitées et utilisées pour alimenter les turbines à vapeur Once Through. Les unités de cogénération constituent des systèmes éconergétiques, qui utilisent la combustion du gaz naturel pour alimenter les turbines qui produisent de l'électricité et de la vapeur.

- **Maintenance et approvisionnement**

Les installations de traitement centrales, les unités de génération de vapeur et les plateformes d'exploitation sont toutes soumises à des cycles d'inspection et de maintenance périodiques.

Les volumes de production du procédé DGMV sont influencés par la qualité du réservoir et la capacité des installations de traitement centrales et des unités de génération de vapeur de traiter les liquides et de générer de la vapeur. Comme c'est le cas pour l'exploitation classique de pétrole et de gaz, les puits qui utilisent le procédé DGMV subiront des diminutions naturelles de la production après quelques années. Suncor tente de maintenir l'approvisionnement en bitume en forant de nouveaux puits à partir des plateformes existantes ou en créant de nouvelles plateformes.

- **Nouvelles technologies**

Suncor participe à un certain nombre de projets pilotes, dont elle assure ou non l'exploitation. Ces projets pilotes évaluent les possibilités d'améliorations qui pourraient être apportées aux activités existantes utilisant le procédé DGMV ou les nouvelles technologies possibles visant à améliorer la rentabilité des immobilisations et à abaisser les RVP.

Actifs in situ

Firebag

Le développement initial des activités du projet Firebag de Suncor prévoyait deux plateformes, qui comportaient chacune dix paires de puits et des installations de traitement centrales pour chacun des stades 1 et 2 de Firebag, qui sont entrés respectivement en production en 2004 et en 2006. Une unité de cogénération a été ajoutée en 2007. La capacité de traitement combinée des activités initiales du projet Firebag était d'environ 95 000 b/j de bitume pour un RVP prévu de 2,0 à 2,5; toutefois, les RVP réels du projet Firebag ont été plus élevés que ceux prévus dans la conception du projet, en raison en grande partie de l'hétérogénéité géologique (qualité irrégulière à l'intérieur du réservoir). Avant la première extraction de pétrole dans l'expansion du stade 3, la production représentait en moyenne entre 50 000 et 60 000 b/j en 2010 et en 2011. Au 31 décembre 2011, le RVP cumulatif à Firebag était de 3,3. Le RVP de Firebag devrait diminuer à mesure que la production de l'expansion du stade 3 augmente.

En 2011, la Société a terminé l'expansion du stade 3 de Firebag, qui a ajouté trois plateformes, deux unités de cogénération et une installation de traitement centrale. La mise en service des unités de cogénération devrait être terminée au cours du premier trimestre de 2012. L'expansion de stade 4 de Firebag, qui devrait être terminée en 2013, comprend deux plateformes, une installation de traitement centrale supplémentaire et deux autres unités de cogénération. La capacité prévue pour les expansions de stade 3 et de stade 4 est de 62 500 b/j de bitume. La production réelle pourrait différer de la capacité prévue en fonction notamment de la production de vapeur et des périodes de mise en service graduelle, de la maintenance prévue et imprévue et des conditions du réservoir. Suncor a conçu les expansions des stades 3 et 4 dans le but d'intégrer l'ensemble des activités du projet Firebag. La vapeur et l'électricité produites dans une installation ou une unité donnée peuvent être utilisées dans n'importe quelle plateforme. Les installations de traitement centrales sont conçues pour être flexibles quant aux plateformes qui les approvisionnent en bitume.

Suncor a reçu l'approbation réglementaire pour procéder à un autre agrandissement du projet Firebag au-delà du stade 4 pour un total de 368 000 b/j de bitume.

En 2011, la production moyenne de bitume au projet Firebag était de 59 500 b/j (par rapport à 53 600 b/j en 2010), dont environ 90 % a été valorisée par les Activités de base des Sables pétrolifères.

MacKay River

La production provenant de MacKay River a débuté en 2002 à partir de deux plateformes comptant 25 paires de puits et les phases d'agrandissement subséquentes ont ajouté quatre autres plateformes comptant 31 paires de puits producteurs. À compter de juin 2011, une nouvelle phase comptant 22 paires de puits a été amorcée et la production devrait débuter au cours du quatrième trimestre de 2011 et continuer de s'accroître en 2012. Les installations de traitement centrales ont une capacité nominale de traitement d'environ 30 000 b/j de bitume. Un tiers est propriétaire et assure l'exploitation de l'unité de cogénération sur place en échange d'une rémunération et de l'achat de gaz naturel par Suncor. Au 31 décembre 2011, le RVP cumulatif à MacKay River était de 2,5.

Suncor a reçu l'approbation réglementaire pour produire 73 000 b/j de bitume à MacKay River et évalue actuellement la possibilité d'agrandir le projet pour ajouter une deuxième installation de traitement centrale. Suncor a obtenu l'approbation pour inclure ses terrains Dover dans la zone du projet MacKay River et a présenté une demande pour pouvoir développer une partie de ces terrains.

En 2011, les activités à MacKay River généraient une production moyenne de 30 000 b/j de bitume (par rapport à 31 500 b/j en 2010), dont environ 30 % ont été valorisés par les Activités de base des Sables pétrolifères.

Autres concessions in situ

Suncor est propriétaire de plusieurs autres concessions de sables pétrolifères, dont Meadow Creek, Lewis, Chard et Kirby, qui, selon elle, peuvent être développées à l'aide de techniques in situ et sur lesquelles elle pourrait entreprendre annuellement de modestes programmes de forage exploratoire.

Coentreprises des Sables pétrolifères – actifs et activités

Syncrude

Suncor détient une participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude, qui est également située près de Fort McMurray, ce qui comprend les activités des mines de sables pétrolifères Mildred Lake North et Aurora North. Syncrude a également obtenu les approbations réglementaires pour développer les concessions d'exploitation des sables pétrolifères Aurora South.

Syncrude a amorcé sa production en 1978 et est exploitée par Syncrude Canada Ltd. (SCL). En 2006, SCL a conclu une convention générale de services de gestion avec la Pétrolière Impériale Ressources (Impériale) pour la prestation de services d'exploitation et de gestion d'entreprises et de services techniques. Cette convention compte une durée initiale de dix ans et comporte des dispositions de renouvellement.

Les activités minières de Syncrude sont réalisées à l'aide de camions, de pelles et de systèmes d'hydrotransport d'une façon analogue aux Activités de base des Sables pétrolifères. Les technologies d'extraction et de valorisation à Syncrude s'apparentent également à celles utilisées pour les Activités de base des Sables pétrolifères, à part que Syncrude utilise un procédé de cokéfaction fluide qui emploie le craquage thermique continu des hydrocarbures les plus lourds contrairement au procédé de cokéfaction différée. À Mildred Lake, l'électricité est produite par une centrale électrique alimentée au gaz dégagé par les activités de valorisation et au gaz naturel. À Aurora North, Syncrude exploite deux centrales électriques fonctionnant à l'aide de turbines à gaz de 80 MW. La capacité prévue brute des installations de Syncrude est d'environ 375 000 b/j, mais la capacité de production brute descend à environ 350 000 b/j lorsque l'on tient compte des interruptions prévues et imprévues.

Syncrude produit principalement un seul produit de pétrole brut léger synthétique non corrosif. La commercialisation de ce produit est assurée par les différents propriétaires de la coentreprise.

Les activités de remise en état des terrains s'apparentent à celles des Activités de base des Sables pétrolifères, mis à part les procédés de gestion des résidus. Le plan de gestion des résidus de Syncrude, qui a été approuvé par l'ERCB, consiste en les éléments qui suivent : recouvrement avec de l'eau douce, mélange composite de résidus formés de particules de résidus et de gypse et projets de recourir à une centrifugeuse pour séparer l'eau des résidus.

En 2011, la part revenant à Suncor de la production de Syncrude s'établissait en moyenne à 34 600 b/j (par rapport à 35 200 b/j en 2010).

Usine de valorisation Voyageur, Fort Hills et Joslyn

Les Coentreprises des Sables pétrolifères comportent également des actifs importants pour la stratégie de croissance à long terme de Suncor. Pendant le premier trimestre de 2011, Suncor a réalisé des opérations avec Total E&P, qui ont amené Total E&P dans le projet de valorisation Voyageur, ont accru leur participation directe dans

le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et ont amené Suncor dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn.

- Fort Hills est le projet d'exploitation des sables pétrolifères composé de concessions à l'est de la rivière Athabasca, au nord des Activités de base des Sables pétrolifères. Les plans provisoires pour Fort Hills prévoient une production de bitume (brute) de 164 000 b/j. Suncor a acquis initialement une participation directe de 60 % dans Fort Hills par suite de la fusion et a ensuite convenu d'une aliénation partielle de 19,2 % dans le cadre des opérations conclues avec Total E&P. Suncor détient maintenant une participation directe de 40,8 % dans le projet Fort Hills. Suncor Energy Operating Inc., filiale en propriété exclusive de Suncor, est l'exploitant contractuel du projet Fort Hills. Avant la fusion, les propriétaires de la coentreprise de Fort Hills avaient réalisé des travaux d'ingénierie de base pour la conception (*design basis memorandum engineering*) en 2008, mais ont reporté la décision d'investissement finale en raison du ralentissement économique. Après la réalisation des opérations avec Total E&P, le projet Fort Hills a remis en branle ses travaux d'ingénierie de base pour la conception (*design basis memorandum engineering*). Total E&P détient une participation directe de 39,2 % dans le projet Fort Hills, et Teck Resources Limited détient les 20 % restants.
- Joslyn est le projet d'exploitation de sables pétrolifères composé de concessions au sud-ouest du projet Fort Hills et à l'ouest de la rivière Athabasca. Les plans provisoires pour le projet minier Joslyn North prévoient une production (brute) de bitume de 100 000 b/j. Suncor a acquis une participation directe de 36,75 % dans cet actif par suite des opérations conclues avec Total E&P. Aux termes de cette convention de coentreprise, Total E&P devrait agir à titre d'exploitant et détenir une participation de 38,25 %, tandis que Occidental Oil and Gas Corporation (15 %) et Inpex Canada Ltd. (10 %) détiendront les participations restantes.
- Suncor prévoit que la majorité de la production de bitume des projets Fort Hills et Joslyn sera valorisée en PBS et en d'autres produits par l'usine de valorisation Voyageur. Suncor a commencé à concevoir l'usine de valorisation Voyageur en 2004. Le programme initial pour Voyageur a obtenu l'approbation du conseil d'administration en janvier 2008. Le projet de valorisation Voyageur a été mis en veilleuse en janvier 2009 en raison du ralentissement économique, alors qu'environ 15 % de la construction avait été complétée. Par suite des opérations conclues avec Total E&P en décembre 2010, l'équipe du projet de l'usine de valorisation Voyageur s'est notamment employée à remobiliser le personnel et à évaluer la condition des actifs. La capacité (brute) de valorisation selon les plans provisoires est de 200 000 b/j.

Le développement de chacun de ces projets demeure soumis à l'obtention de l'approbation du conseil d'administration de Suncor et des propriétaires de coentreprise pour chacun des projets.

Ventes des principaux produits

Les principaux marchés pour la production de PBS et de bitume provenant du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui est vendue au secteur Commerce d'énergie de Suncor et ensuite commercialisée par celui-ci, comprennent les activités de raffinage menées dans les régions de l'Alberta, de l'Ontario, du Midwest américain et des Rocheuses américaines. La production de diesel provenant des activités de valorisation est principalement vendue dans l'Ouest canadien et est commercialisée par le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor.

Pour la production de bitume provenant du secteur In situ, Suncor peut tirer parti des fluctuations des conditions du marché grâce à sa stratégie de commercialisation : a) en valorisant le bitume directement à nos installations pour les Activités de base des Sables pétrolifères, b) en valorisant le bitume aux raffineries de Suncor ou c) en vendant le bitume dilué directement à des tiers. Les ventes directes de bitume peuvent également être requises pendant les interruptions des installations de valorisation ou des réseaux de pipelines. En 2011, 73 % de la production de bitume in situ (63 % en 2010) a été traitée par les installations de valorisation des Activités de base des Sables pétrolifères.

En 2011, les ventes de PBS non corrosif léger et de diesel représentaient 44 % et les ventes de PBS corrosif léger et de bitume représentaient 45 % du total des produits des activités ordinaires pour le secteur Sables pétrolifères. Aucun client ne représentait à lui seul 10 % ou plus des produits des activités ordinaires consolidés de Suncor en 2011 ou en 2010.

Les produits des activités ordinaires comprennent les ventes de volumes qui n'appartiennent pas à Suncor et qui sont achetés auprès de tiers. Ces volumes sont habituellement achetés lorsque les capacités des Activités de base des Sables pétrolifères ou les capacités de raffineries tierces sont restreintes, en conjonction avec une convention de vente correspondante, ce qui permet à Suncor et au tiers d'optimiser leur logistique. Ces volumes peuvent également comprendre des achats de diluant auprès de tiers pour soutenir les ventes de bitume, ce qui est nécessaire lorsque la Société n'est pas en mesure de répondre à la demande de diluant à l'interne.

L'information sur les volumes des ventes quotidiennes moyennes et le pourcentage correspondant par produit des produits des activités ordinaires enregistrés par le secteur Sables pétrolifères, pour chacun des deux derniers exercices, est présentée ci-après :

| Volumes des ventes et produits des activités ordinaires — Principaux produits | 2011 | | 2010 | |
|---|-------|---|-------|---|
| | kb/j | % des produits des activités ordinaires | kb/j | % des produits des activités ordinaires |
| PBS non corrosif léger et diesel (compte tenu de Syncrude) | 144,4 | 44 | 137,9 | 43 |
| PBS corrosif léger et bitume | 194,6 | 45 | 176,6 | 46 |
| Produits non exclusifs, sous-produits et autres produits des activités ordinaires | s.o. | 11 | s.o. | 11 |
| | 339,0 | | 314,5 | |

Dans le cours normal de l'entreprise, Suncor conclut des conventions d'approvisionnement stratégique à long terme pour le PBS corrosif qu'elle produit, qui comprend des conditions variables en ce qui a trait à l'établissement des prix, au volume, à l'expiration et aux résiliations.

Distribution de produits

La production tirée des Activités de base des Sables pétrolifères est recueillie à nos installations de Fort McMurray au terminal Athabasca, qui est exploité par Enbridge Inc. (Enbridge). Suncor a conclu divers arrangements avec Enbridge à cette installation afin d'entreposer le PBS, le bitume dilué et le diesel. La production tirée de Firebag est transportée au terminal Athabasca par l'entremise d'un pipeline exploité par Suncor, tandis que celle tirée de MacKay River est transportée au terminal Athabasca par l'entremise d'un pipeline isolé.

Les produits circulent à partir du terminal Athabasca des façons suivantes :

- Le PBS est envoyé à Edmonton au moyen du pipeline du secteur Sables bitumineux, qui appartient à Suncor et est exploité par le secteur Raffinage et commercialisation. À Edmonton, le produit est vendu à des raffineries locales ou est transféré au réseau Mainline d'Enbridge.
- Le PBS et le bitume dilué sont transportés à Hardisty (Alberta) via Cheecham (Alberta) au moyen du pipeline Athabasca d'Enbridge.
- Le PBS parvient également à Edmonton par l'entremise du pipeline Waupisoo, dont Enbridge est le propriétaire-exploitant. Ce pipeline débute à partir du pipeline Athabasca d'Enbridge à Cheecham.

À partir d'Hardisty, endroit où Suncor dispose d'une capacité d'entreposage stipulée par contrat, Suncor dispose de diverses options pour livrer le produit aux clients.

- Le PBS parvient à la raffinerie de Commerce City de Suncor par l'entremise des pipelines Express et Platte. Suncor est le propriétaire-exploitant d'un pipeline qui est connecté à la raffinerie de Commerce City et qui débute à la station Guernsey (Wyoming) faisant partie du pipeline Platte.
- Le PBS parvient à la raffinerie de Sarnia de Suncor par l'entremise des réseaux Mainline et Lakehead d'Enbridge.
- À partir de Hardisty, qui est également connectée au pipeline Mainline d'Enbridge à partir d'Edmonton, le pétrole brut peut atteindre la plupart des principales centrales de raffinerie par l'entremise des réseaux de pipelines Mainline, Express/Platte et Keystone d'Enbridge.

Le gaz naturel est utilisé dans la production du PBS, particulièrement dans nos activités relatives au procédé de DGMV. Le gaz naturel est livré aux installations des secteurs Activités de base des Sables pétrolifères et In situ par le réseau de pipelines réglementé Nova Gas Transmission Limited (NGTL). Suncor transporte également du gaz naturel vers nos installations du secteur des Activités de base des Sables pétrolifères au moyen du pipeline Albersun, dont la Société est propriétaire et assure l'exploitation, qui a une capacité de 46 Mpi³/j et couvre une distance d'environ 300 km au sud des installations du secteur des Activités de base des Sables pétrolifères et qui est raccordé au NGTL.

Les installations du secteur des Activités de base des Sables pétrolifères sont facilement accessibles par la voie publique. Les installations de MacKay River sont accessibles par une combinaison de voies publiques et de routes privées, tandis que les installations de Firebag sont actuellement accessibles par avion et par des routes privées. En 2010, l'East Athabasca Highway a été construite afin de permettre l'accès au site de Firebag. Cette autoroute est la

propriété de Suncor, d'Husky Energy Inc. et d'Imperial Oil Ltd. et a été construite afin de leur donner accès à leurs exploitations de sables pétrolifères respectives dans la région.

Ententes de redevances

Les nouveaux projets de sables pétrolifères sont régis par le New Royalty Framework publié par le gouvernement de l'Alberta et sont réglementés par l'*Oil Sands Royalty Regulation 2009* (OSRR 2009) et ses règlements d'application, qui ont été approuvés le 10 décembre 2008.

En 2011, les redevances applicables au secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) représentaient environ 7 % (7 % en 2010) des produits des activités ordinaires avant redevances applicables au secteur Sables pétrolifères et à l'exclusion des ventes de produits non exclusifs et des ventes de sous-produits. En 2011, Suncor a versé des redevances sur les activités de Syncrude qui représentaient environ 8 % des produits des activités ordinaires bruts de Syncrude (9 % en 2010).

Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude

Dans le cadre du New Royalty Framework (nouveau régime de redevances), Suncor a négocié et conclu la convention de modification des redevances de Suncor (la « CMR de Suncor ») avec le gouvernement de l'Alberta en janvier 2008 pour les redevances applicables à son secteur Activités de base des Sables pétrolifères. Avant le nouveau régime de redevances, Suncor a exercé son droit de passer à des redevances en fonction des produits tirés du bitume plutôt que des produits tirés du PBS, principe qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Le pourcentage des redevances en 2009 a continué de représenter 25 % des produits nets. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2015, les taux des redevances ont été établis au moyen d'une échelle mobile (établie en fonction de l'équivalent en dollars canadiens pour le WTI) qui variait entre 25 % et 30 % du R-C (revenu-coût), où R représente le revenu brut, déduction faite des rajustements pour tenir compte de la qualité du bitume et des frais de transport et C désigne les coûts admissibles, y compris les dépenses en immobilisations admissibles, ce qui exclut la quasi-totalité des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations associés aux installations de valorisation. Le taux de redevance minimal est de 1,0 % à 1,2 % de R. En 2011 et en 2010, Suncor a versé des redevances sur ses activités d'exploitation associées au secteur des Activités de base des Sables pétrolifères à un taux de 30 % du R-C en raison des cours élevés du WTI.

En novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta et les copropriétaires de la coentreprise Syncrude sont parvenus à une entente pour la mise en œuvre du nouveau régime de redevances pour le projet Syncrude (qui est analogue à la CMR de Suncor). Conformément aux nouvelles conditions, Syncrude continuerait de verser le pourcentage le plus élevé entre : 1 % du revenu brut ou 25 % du revenu net, jusqu'à la fin de 2015. Pour 2011, le taux de redevance représentait 25 % du revenu net. Dans le cadre de son entente, Syncrude exerçait également son droit de passer à une redevance établie en fonction du bitume au lieu d'une redevance établie en fonction du PBS. Ainsi, l'installation de valorisation pour le projet Syncrude n'est plus considérée comme faisant partie du projet de redevances. Les propriétaires de la coentreprise Syncrude ont convenu de verser une redevance supplémentaire de 975 M\$ sur une période de six ans à compter de 2010, pourvu que certains niveaux de production soient atteints.

Dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances, le gouvernement de l'Alberta a adopté de nouveaux règlements sur la méthodologie d'évaluation du bitume (MEB) avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. Ces règlements provisoires relatifs à la MEB déterminent l'évaluation du bitume pour 2009 à 2011. Le règlement définitif visant l'établissement du calcul de la MEB pour les années à venir doit encore être mis au point par la Couronne. Pour l'année 2009, Suncor a déposé un avis de non-conformité auprès de la Couronne et a invoqué que des rajustements raisonnables n'étaient pas considérés par la Couronne dans la détermination de la valeur du bitume permise par la CMR de Suncor. En décembre 2010, le ministre de l'Énergie a avisé Suncor d'une modification de la CMR de Suncor, qui autorise des rajustements à la qualité et au transport du bitume. Suncor a déposé son deuxième avis de non-conformité auprès de la Couronne, pour 2009 et 2010, concernant le rajustement relatif à la qualité apporté par le ministre, ce que Suncor n'estime pas raisonnable. Aux termes de l'OSRR 2009, Suncor a fourni des rapports sur les redevances de remplacement pour 2009 et 2010 et a versé le solde des redevances payables à la fin de janvier 2011, solde qui est contesté. Pour 2011, Suncor a continué de remettre des paiements de redevances fondés sur sa perception des rajustements raisonnables relatifs à la qualité; toutefois, les frais de redevances étaient calculés en fonction du rajustement relatif à la qualité apporté par le ministre. La CMR de Suncor prévoit l'amorce d'une procédure d'arbitrage si l'on ne parvient pas à un règlement sur ces questions. Suncor a déposé un avis de commencement d'arbitrage auprès de la Couronne le 29 janvier 2011.

Les propriétaires de la coentreprise de Syncrude ont également déposé un avis de non-conformité auprès de la Couronne, citant que des rajustements raisonnables dans la détermination de la valeur du bitume n'étaient pas considérés par la Couronne, de façon analogue à l'avis déposé par Suncor relativement à la CMR de Suncor.

À compter du 1^{er} janvier 2016, les secteurs Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude seront soumis au régime de redevances générique aux termes de l'OSRR 2009 qui est actuellement en place pour tous les autres projets de redevances relatifs aux sables pétrolifères en Alberta, y compris le secteur In situ de Suncor, comme il est décrit ci-après.

In situ

Aux termes du nouveau régime de redevances, les redevances pour les projets Firebag et MacKay River de Suncor sont établies en fonction d'une échelle mobile représentant de 25 % à 40 % du R-C, sous réserve d'une redevance minimale représentant de 1 % à 9 % du R, en fonction des cours du pétrole pour le WTI allant de 55 \$ CA/b jusqu'au taux maximal de 120 \$ CA/b. Un projet demeure soumis à la redevance minimale (la phase préversement) jusqu'à ce que les produits bruts cumulatifs du projet excèdent ses coûts cumulatifs, y compris une allocation d'investissement annuelle (*annual investment allowance*) (la phase postérieure au versement). En 2011, Suncor a versé des redevances représentant un taux de 34 % du R-C pour MacKay River, qui a atteint la phase postérieure au versement en novembre 2010, de même que des redevances représentant en moyenne 6 % du R pour Firebag, qui continue d'être dans la phase postérieure au versement.

Exploration et production

Pour obtenir une description des exigences réglementaires notamment en matière d'environnement ainsi que du contexte concurrentiel et des impacts saisonniers touchant notre secteur Exploration et production, on se reportera aux rubriques Situation dans l'industrie et Facteurs de risque dans la présente notice annuelle.

Côte Est du Canada – Actifs et activités

Située à St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), cette entreprise est axée sur la production à fort volume provenant de trois champs existants, les participations dans les développements et expansions futurs ainsi que le forage d'exploration pour de nouvelles occasions. Suncor occupe une position unique en tant que seule société qui détient des participations dans tous les champs producteurs en cours.

Terra Nova

Le champ pétrolifère Terra Nova, situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador, a été découvert par Petro-Canada en 1984. Il est le deuxième champ pétrolifère développé au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Le système de production exploité par Suncor qui est utilisé pour ce champ pétrolifère fait appel à un navire de production, de stockage et de déchargement (un « navire de PSD ») amarré sur place qui possède une capacité de production brute de 180 000 b/j et une capacité de stockage de pétrole de 960 000 barils. Terra Nova a été le premier projet développé dans des conditions difficiles en Amérique du Nord à utiliser un navire de PSD. Les niveaux de production réels sont plus bas que la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir. La production à partir du champ pétrolifère Terra Nova a débuté en janvier 2002. Au 31 décembre 2011, il y avait 28 puits en exploitation : 16 puits producteurs de pétrole, 9 puits d'injection d'eau et 3 puits d'injection de gaz. Deux des puits de pétrole ont été fermés en raison de restrictions sur l'écoulement du sulfure d'hydrogène (H₂S). En 2011, la quote-part de Suncor de la production de Terra Nova s'élevait en moyenne à 16 200 b/j (23 200 b/j en 2010).

Du sulfure d'hydrogène a été détecté dans plusieurs puits de pétrole au cours du quatrième trimestre de 2010. Les puits et les installations touchés directement et indirectement par le H₂S ont été fermés pendant que la Société élaborait son plan d'atténuation des impacts visant à corriger la situation de façon sécuritaire. Au cours du quatrième trimestre de 2011, la Société a remplacé une conduite d'écoulement, ce qui a corrigé certains des problèmes relatifs au H₂S. Le reste de la résolution du problème relatif au H₂S devrait être terminée dans le cadre du programme d'entretien des quais, qui devrait débuter au cours du troisième trimestre de 2012. Le programme d'entretien des quais prévoit également le remplacement de l'émerillon du navire de PSD.

En décembre 2010, les propriétaires de la coentreprise visant le champ pétrolifère Terra Nova ont achevé la nouvelle détermination des participations directes qui devait être effectuée, aux termes de la convention de développement et d'exploitation de Terra Nova, après la récupération de l'investissement initial le 1^{er} février 2005. Par conséquent, la participation directe de Suncor est passée de 33,990 % à 37,675 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

La production du champ est transportée par des pétroliers à partir du navire de PSD et est soit livrée directement aux clients (si l'horaire des pétroliers le permet) ou à l'installation de transbordement de Terre-Neuve à Placentia Bay, où elle est chargée sur des pétroliers pour être transportée jusqu'aux marchés de l'est du Canada ou aux É.-U. Suncor détient une participation de 14 % dans l'installation de transbordement et elle fait partie d'un groupe de sociétés qui partagent l'exploitation des actifs de transport maritime pour la Côte Est du Canada.

Hibernia et unité d'extension Hibernia Southern

Le champ pétrolifère Hibernia, qui comprend les réservoirs Hibernia et Ben Nevis Avalon, est situé à environ 315 km au sud-est de St. John's, et il a été le premier champ développé dans le bassin Jeanne d'Arc. Exploité par Hibernia Management and Development Company Ltd., le système de production utilisé est une plateforme gravitaire fixe qui repose sur le fond de l'océan. Celle-ci possède une capacité de production brute de 230 000 b/j et une capacité de stockage du pétrole de 1,3 Mb. Les niveaux de production réels sont toutefois inférieurs, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir et les diminutions naturelles. La production à partir du champ Hibernia a débuté en novembre 1997. Au 31 décembre 2011, on comptait 64 puits en exploitation : 35 puits producteurs de pétrole, 23 puits d'injection d'eau et 6 puits d'injection de gaz étaient exploités. En 2011, la quote-part de Suncor de la production de Hibernia atteignait en moyenne 30 900 b/j (30 900 b/j en 2010). Hibernia utilise le même terminal de transbordement et le même système de pétroliers navettes que ceux qui sont actuellement utilisés pour le champ pétrolifère Terra Nova.

Des ententes fiscales définitives ont été signées entre les propriétaires de la coentreprise visant Hibernia et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en 2010, qui ont établi les principes en matière de fiscalité, de participation et d'exploitation pour le développement de l'unité d'extension Hibernia Southern. En 2011, les deux premiers puits de développement ont été terminés et produisent du pétrole. Les plans de développement courants comprennent le forage d'un maximum de deux puits de production supplémentaires et de cinq puits d'injection d'eau dans un centre de forage excavé en mer appelé entonnoir souterrain. Le nombre de puits de production et de puits d'injection requis peut être révisé à mesure que le développement s'effectue et que les incertitudes concernant la capacité des réservoirs sont résolues.

White Rose et les extensions White Rose

White Rose, le troisième projet de développement d'un champ pétrolifère au large des côtes de Terre-Neuve, est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's. Exploité par Husky Oil Operations Limited, White Rose fait appel à un navire de PSD et a une capacité de production brute de 140 000 b/j et une capacité de stockage du pétrole de 940 000 barils. La production tirée de White Rose a commencé en novembre 2005. Au 31 décembre 2011, on comptait 25 puits en exploitation : 12 puits de pétrole et 13 puits d'injection d'eau. En 2011, la quote-part de Suncor de la production de White Rose s'établissait en moyenne à 18 500 b/j (14 500 b/j en 2010). White Rose utilise le même terminal de transbordement et le même système de pétroliers navettes que ceux qui sont actuellement utilisés pour Hibernia et Terra Nova.

En 2007, les propriétaires de la coentreprise White Rose ont signé une entente officielle avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador pour le développement des extensions White Rose, qui comprend les champs satellites des extensions South White Rose, North Amethyst et West White Rose. En mai 2010, la première extraction de pétrole dans la partie North Amethyst a été réalisée et le forage de développement est toujours en cours. Le développement de l'extension West White Rose sera divisé en deux stades. Le premier stade a été approuvé en 2009 et la première extraction de pétrole a été réalisée au cours du troisième trimestre de 2011 par suite de l'achèvement du premier puits de production. Un puits d'injection d'eau pour soutenir cette production initiale devrait être terminé au cours du deuxième trimestre de 2012. Les résultats du premier stade, combinés à une autre évaluation continue, aideront à définir la portée des travaux du second stade.

Un programme de maintenance prolongé de 18 semaines nécessitant l'interruption des activités devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2012 pour le navire de PSD de White Rose, dont l'objectif principal est de résoudre les problèmes relatifs au système de propulsion du navire de PSD.

Hebron

Découvert en 1980, le champ pétrolifère Hebron est situé à 340 km au sud-est de St. John's. En 2008, les propriétaires de la coentreprise pour le projet Hebron ont signé une convention avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador relativement aux modalités commerciales qui permettront d'aller de l'avant avec les activités de développement de Hebron. Le projet est exploité par ExxonMobil Canada Properties.

Le développement du projet Hebron prévoit la construction d'une plateforme gravitaire fixe en béton qui soutient un pont en surface intégré qui sera utilisé pour la production, le forage et l'hébergement. Les projets de développement comprennent une capacité de stockage du pétrole de 1,2 Mb et 52 espaces aux fins de forage ayant une capacité de production de 150 000 b/j de pétrole brut.

Le contrat prévoyant les travaux techniques et de conception préliminaires des installations en surface, l'approvisionnement et la construction a été attribué en septembre 2010. La construction initiale sur la plateforme gravitaire fixe a commencé en septembre 2011 à Terre-Neuve-et-Labrador. La décision des propriétaires de la

coentreprise pour le projet Hebron de sanctionner le développement de Hebron est prévue à la fin de 2012, et la production initiale devrait commencer à la fin de 2017.

Autres actifs

Le puits de découverte Ballicatters, situé à 22 km au nord-est d'Hibernia, a été réalisé plus tôt en 2011 et est composé de gaz et de pétrole. Suncor et son partenaire évaluent actuellement les possibilités de commercialisation de la découverte.

Suncor continue d'être à l'affût d'autres possibilités au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. La Société détient des participations dans 48 autres permis de découverte d'importance et 6 autres permis d'exploration au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

International – actifs et activités

Buzzard – mer du Nord

Le champ pétrolifère Buzzard est situé dans l'Outer Moray Firth, soit à 95 km au nord-est d'Aberdeen, en Écosse. Exploitées par Nexen Petroleum U.K. Limited, les installations de Buzzard ont une capacité de production brute installée d'environ 220 000 b/j de pétrole et de 80 Mpi³/j de gaz naturel. Les taux de production du pétrole du champ Buzzard sont actuellement visés par une limite maximale d'environ 215 000 b/j en raison des restrictions sur les réseaux de pipelines tiers. Des démarches sont en cours avec l'exploitant du pipeline afin d'augmenter le taux de production maximal pour qu'il se rapproche davantage de la capacité de production du pétrole brute. Le champ Buzzard est entré en production en janvier 2007. Il comporte quatre plateformes reliées par un pont et supportant les installations de la tête du puits, les installations de production, les quartiers d'habitation et les services publics et les installations de traitement du soufre. En 2011, la mise en service a été réalisée pour la quatrième plateforme, qui a été installée pour retirer le H₂S de la production de pétrole tirée de certains segments du champ. Au 31 décembre 2011, on comptait 40 puits en exploitation : 29 puits de pétrole et de gaz et 11 puits d'injection d'eau. En 2011, la quote-part de Suncor de la production de Buzzard s'établissait en moyenne à 42 900 bep/j (55 500 bep/j en 2010).

Le pétrole brut est acheminé par l'entremise du réseau de pipelines Forties exploité par des tiers au terminal Kinneil, en Écosse. Le gaz naturel est acheminé par l'entremise du gazoduc Frigg exploité par un tiers au terminal gazier St. Fergus, en Écosse.

Golden Eagle – mer du Nord

En 2011, le projet de développement du secteur Golden Eagle a reçu l'approbation réglementaire du ministère de l'Énergie et des Changements climatiques du Royaume-Uni. Ce développement est situé à environ 70 km de la côte Aberdeen et unifie les découvertes Pink, Hobby et Golden Eagle réalisées de 2007 à 2009. Le plan de développement comprend une plateforme combinée de production, de services publics et d'hébergement, qui est liée à une plateforme de tête de puits distincte, et la production brute initiale générée par les 20 puits de développement sera de 70 000 bep/j (bruts). L'exploitant, Nexen Petroleum U.K. Limited, estime que les frais de développement bruts seront de 2 G£ (3,3 G\$ CA). La première production devrait avoir lieu à la fin de 2014 ou au début de 2015. Les propriétaires de la coentreprise de Golden Eagle détiennent également des permis d'exploration adjacents et continuent d'explorer la région.

Beta – mer du Nord

Dans la partie norvégienne de la mer du Nord, Suncor assure l'exploitation de la découverte Beta. Suncor détient une participation directe de 65 % dans ce champ, qui fait actuellement l'objet d'une évaluation. La Société a foré le premier puits d'exploration au début de 2010 et a découvert la présence d'hydrocarbures. Un puits d'appréciation a été foré et testé plus tard en 2010, ce qui a permis de constater des résultats positifs. Suncor s'est dotée d'une sondeuse afin de forer un troisième puits d'appréciation, dont le forage devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2012.

Autres actifs – mer du Nord

En 2011, l'exploitant pour le permis PL405 (pour la partie norvégienne de la mer du Nord) dans lequel Suncor détient une participation de 30 % a foré un puits d'exploration qui a mené à une découverte désignée comme la zone prometteuse Butch. Un puits de déviation foré par la suite dans cette zone prometteuse a été abandonné au début de 2012 en raison de son instabilité avant d'atteindre la profondeur prévue. Dans la partie de la mer du Nord appartenant au R.-U., Suncor, à titre d'exploitant, s'est dotée d'une sondeuse et prévoit forer un puits d'exploration conjoint pour la zone prometteuse Romeo exploitée en coentreprise (bloc 30/11c). Le puits conjoint sera foré de

façon à se conformer aux engagements pour la réalisation des travaux prévus dans les deux permis adjacents, dont un est détenu par Suncor et ses coentreprises, et l'autre par Total E&P U.K. Limited.

À la fin de 2010 et au début de 2011, la Société s'est départie d'actifs non essentiels dans la partie britannique de la mer du Nord, notamment de ses participations directes dans les zones Guillemot et Scott/Telford. En août 2010, la Société s'est également départie d'actifs non essentiels dans la partie néerlandaise de la mer du Nord.

Syrie

Situé dans le bassin gazier du centre de la Syrie, le projet Ebla comprend tous les hydrocarbures contenus dans les secteurs de développement Ash Shaer et Cherrife, d'une superficie combinée de 300 000 acres. Suncor mène ses activités en Syrie aux termes d'un CPP, aux termes duquel la Société est copropriétaire du projet Ebla avec General Petroleum Corporation (GPC). Aux termes du CPP, la Société acquitte la totalité des frais de développement et les récupère au moyen de sa quote-part de 40 % dans la production, déduction faite des redevances de l'ordre de 12,5 %. Ces produits provenant du pétrole sont désignés comme le pétrole permettant de récupérer les coûts. Le montant de l'excédent du pétrole permettant de récupérer les coûts par rapport au coût récupérable est désigné comme le pétrole permettant de récupérer les coûts excédentaires; 50 % de ce montant est attribuable à GPC et les 50 % restants sont répartis entre Suncor et GPC conformément à un plan de partage des profits. Le CPP pour le projet Ebla expire en avril 2035, mais prévoit une prolongation de cinq ans sous réserve de l'approbation de GPC. La première production commerciale de gaz naturel tiré d'Ebla a été réalisée en avril 2010, et la première extraction de pétrole a été réalisée en décembre 2010. En 2011, la quote-part de Suncor de la production en Syrie représentait en moyenne 17 600 bep/j (11 600 bep/j en 2010).

Le projet de développement Ebla comprend six puits de production gazière dans le champ Ash Shaer, une installation de collecte et de compression du gaz naturel, environ 80 kilomètres de gazoducs et une usine de traitement du gaz. L'installation est conçue de manière à produire 97 Mpi³/j de gaz naturel, en plus des volumes connexes de GPL et de produits de condensation. Le gaz naturel est livré au réseau de gaz naturel national de la Syrie à des fins de consommation intérieure. Le projet de développement Ebla comporte également trois puits produisant du pétrole brut, qui est vendu à GPC.

En décembre 2011, dans le climat d'agitation soutenu en Syrie, des sanctions ont été imposées, et Suncor a déclaré une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a suspendu ses activités dans le pays. Suncor a ramené ses employés expatriés et a pris des mesures afin de continuer de soutenir ses employés syriens. La Société a cessé en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits associés à ses actifs syriens.

Libye

En Libye, Suncor agit aux termes de plusieurs CEPP qui lui permettent, de même qu'à la Libya National Oil Corporation (NOC), de planifier et de mettre en œuvre conjointement la reprise du développement des champs existants dans le bassin Sirte. Les réserves existantes sont associées à cinq ententes distinctes (CEPP I à V), qui comportent cinq principaux champs de production. Aux termes des CEPP, la Société acquitte la totalité des frais d'exploration, 50 % des frais de développement et 12 % des frais d'exploitation et récupère ces frais au moyen de sa quote-part de 12 % de la production, procédé que l'on appelle également récupération des coûts. Le pétrole restant après la récupération des coûts est appelé pétrole excédentaire et est réparti entre Suncor et la NOC conformément à un plan de partage des profits établie en fonction de plusieurs facteurs, et la quote-part de Suncor des profits varie entre 4 % et 12 %. Les CEPP expirent le 31 décembre 2032 mais comportent une prolongation initiale de cinq ans jusqu'à la fin de 2037. En 2011, la quote-part de Suncor de la production en Libye s'est établie en moyenne à 12 100 b/j (35 200 b/j en 2010). La Libye est membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et est soumise à des quotas qui peuvent avoir une incidence sur la production de la Société en Libye.

Pour la plus grande partie de la période allant de mars à septembre 2011, l'exploitant de la coentreprise, Harouge Oil Operations BV (Harouge), a interrompu la production en raison de l'agitation politique qui avait débuté plus tôt dans l'année. Des sanctions interdisant notamment l'achat de pétrole provenant de la Libye ont également été imposées par de nombreux gouvernements. En mars 2011, Suncor a déclaré une situation de force majeure aux termes de ses CEPP. Vers la fin du troisième trimestre de 2011, un nouveau gouvernement a été formé en Libye, et les sanctions ont été levées. En janvier 2012, Harouge avait remis en branle la production de tous les champs producteurs d'importance, et les efforts continuent afin de stabiliser les niveaux de production. La production nette enregistrée en décembre 2011 était d'environ 30 000 b/j. Suncor demeure optimiste quant à une reprise graduelle de l'ensemble de ses activités en Libye et veille au retrait de la situation de force majeure invoquée aux termes de ses CEPP lorsque cela est possible.

Par suite de la fusion, la Société a pris en charge l'obligation de 500 M\$ US restante à l'égard du paiement de primes à la signature en lien avec la ratification du CEPP par Petro-Canada en 2008. Au 31 décembre 2011, la valeur non

actualisée de l'obligation restante de Suncor était de 347 M\$ US, payable sous forme de plusieurs versements en 2013. De plus, dans le cadre de ses obligations contractuelles aux termes des CEPP, Suncor est l'exploitant des activités d'exploration et elle s'est engagée à financer intégralement un programme d'exploration d'un coût restant estimatif de 360 M\$ US. Au 31 décembre 2011, Suncor est encore visée par une situation de force majeure relativement à ses CEPP et a réembauché Harouge afin de discuter des activités courantes et des projets futurs, notamment des obligations contractuelles.

Exploitation terrestre en Amérique du Nord – actifs et activités

L'exploitation terrestre en Amérique du Nord comporte les actifs et les activités inclus auparavant dans le secteur Gaz naturel de Suncor, qui fait maintenant partie du secteur Exploration et production. Ce secteur exerce des activités d'exploration, de développement et de production de gaz naturel, de LGN, de pétrole brut et de sous-produits dans l'Ouest canadien. Après la fusion avec Petro-Canada, ce secteur a adopté une stratégie qui vise principalement les sources non classiques riches en liquides et s'est donc départi d'un certain nombre d'actifs non essentiels en 2010 et en 2011.

Étant donné la grande quantité de gaz naturel mise en production en Amérique du Nord en raison des avancées récentes réalisées par les technologies associées à l'exploitation du gaz de schiste et compte tenu du ralentissement économique observé en 2008 et en 2009, les producteurs de gaz naturel en Amérique du Nord demeurent confrontés à la faiblesse relative des prix du gaz naturel. Dans ce contexte, Suncor a mis en œuvre une stratégie afin d'accroître la rentabilité de ses activités dans cette région, qui prévoyait notamment la vente d'actifs qui ne sont plus considérés comme essentiels pour la stratégie commerciale de Suncor. Toutefois, comme les conditions du marché entourant la réalisation de ces ventes se sont détériorées, Suncor s'est tournée vers un autre volet de sa stratégie, soit d'accroître sa rentabilité dans cette région en intensifiant principalement ses activités dans les projets de pétrole de formation étanche. Par ailleurs, la Société procède à des évaluations et mène des activités dans le but d'amplifier le côté non classique de son secteur Activités terrestres en Amérique du Nord.

En 2011, la quote-part de Suncor de la production provenant de ses terrains du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord était de 388 Mpi³/j (575 Mpi³/j en 2010), et environ 21 Mpi³/j de la production en 2011 provenaient d'actifs qui ont été aliénés au cours de l'année (143 Mpi³/j en 2010). Le gaz naturel représentait 92 % de la production en 2011 (91 % en 2010), et le pétrole brut et les LGN en représentaient le reste. Le secteur Activités terrestres en Amérique du Nord vend également du soufre, un sous-produit des activités de traitement.

Les activités sont principalement concentrées dans des zones géologiques multiples réparties dans l'Ouest canadien. L'entreprise est structurée selon les zones d'actifs principales suivantes.

| Zone/secteur | Cible principale | Mpi ³ (e)/j en 2011 |
|---|------------------------------------|--------------------------------|
| Nord-est de la C.-B. | Montney, Triassic et Slave Point | 113 |
| Sud-est de l'Alberta | Gaz sec, non corrosif | 70 |
| Foothills – ouest de l'Alberta, parties du nord-est de la C.-B. | Gaz corrosif du Mississippien | 161 |
| Plaines – ouest de l'Alberta | Pétrole du Cardium, gaz du Crétacé | 44 |
| | | 388 |

De plus, Suncor détient des actifs qui pourraient lui permettre d'explorer éventuellement les occasions d'approvisionnement à long terme dans les régions frontalières du nord.

Le gaz naturel extrait à la tête de puits demande plus de traitement. Dans l'Ouest canadien, Suncor exploite plusieurs usines de traitement du gaz naturel, dont la capacité totale autorisée est de 772 Mpi³/j et dont la quote-part de la Société est de 470 Mpi³/j. La capacité qui n'est pas utilisée par la propre production de la Société est optimisée par la conclusion d'ententes de traitement avec des producteurs tiers. Suncor détient également diverses participations directes dans d'autres installations de traitement du gaz naturel et de collecte sur les champs exploitées par d'autres sociétés pétrolières et gazières. La quote-part totale de la Société est de 91,5 Mpi³/j de la capacité autorisée. Le tableau suivant indique la participation directe de Suncor dans les usines de traitement exploitées par Suncor et la capacité autorisée de ces usines en date du 31 décembre 2011.

| Usines de traitement du gaz naturel exploitées par Suncor | Zone/secteur | Participation directe | Capacité autorisée brute | Capacité autorisée nette |
|---|--------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|
| | | % | Mpi ³ /j | Mpi ³ /j |
| Hanlan Sour | Foothills | 49,86 | 382,0 | 190,5 |
| Hanlan Sweet | Foothills | 40,73 | 44,2 | 18,0 |
| Ferrier | Plaines | 100,00 | 120,0 | 120,0 |
| Gilby East | Plaines | 100,00 | 52,4 | 52,4 |

| | | | | |
|---------------------|----------------------|--------|-------|-------|
| Wilson Creek | Plaines | 52,17 | 34,6 | 18,1 |
| Progress | Nord-est de la C.-B. | 38,01 | 42,6 | 16,2 |
| Boundary Lake Sour | Nord-est de la C.-B. | 50,00 | 46,0 | 23,0 |
| Boundary Lake Sweet | Nord-est de la C.-B. | 100,00 | 20,0 | 20,0 |
| Parkland 1 | Nord-est de la C.-B. | 43,98 | 18,1 | 8,0 |
| Parkland 2 | Nord-est de la C.-B. | 34,75 | 11,7 | 4,1 |
| Total | | | 771,6 | 470,3 |

La production de gaz naturel de l'Alberta est habituellement vendue au Nova Inventory Transfer (NIT), qui est l'une des principales plaques tournantes pour le commerce du gaz naturel en Amérique du Nord. Le gaz naturel à NIT, qui reçoit généralement un prix au comptant à AECO (Alberta) moyen quotidien ou mensuel. La production de gaz naturel tirée de la C.-B. est habituellement vendue à la station 2, qui fait partie du réseau de transmission Spectra, C.-B., et reçoit le prix établi par le Station 2 Gas Daily Index, mais elle peut également être expédiée au moyen du réseau Alliance Pipeline jusqu'à son terminal en Illinois. Afin de procurer un accès diversifié aux marchés, Suncor détient une capacité garantie sur le réseau Alliance Pipeline et le TransCanada Pipelines Gas Transmission Northwest Pipeline (GTN). La capacité garantie du GTN permet à Suncor de livrer le gaz naturel aux marchés du nord-ouest du Pacifique et de la Californie.

La production de pétrole brut classique provenant des actifs du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord est acheminée par des oléoducs exploités par des sociétés indépendantes. À l'heure actuelle, nous n'avons conclu aucun engagement concernant l'expédition par oléoduc du pétrole brut classique. Dans la plupart des ententes de vente, Suncor est responsable du transport jusqu'au point de vente.

Ventes des principaux produits

La production pétrolière et gazière provenant des secteurs Côte Est du Canada et Mer du Nord et la quasi-totalité de la production tirée du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord sont vendues à notre secteur Commerce d'énergie, qui commercialise ensuite les produits auprès de clients aux termes de contrats de ventes directes. Suncor ne conclut habituellement pas d'ententes d'approvisionnement à long terme pour vendre sa production provenant de son secteur Exploration et production. Les contrats de ventes directes comportent des durées diverses, dont la majorité sont de un an ou moins, et des prix qui sont généralement établis quotidiennement ou mensuellement en fonction d'un prix de référence du marché précis.

En Syrie, la Société a conclu des conventions d'achat et de vente avec le gouvernement syrien pour toute la production d'hydrocarbures tirée du projet Ebla. En Libye, la production d'hydrocarbures est commercialisée par le gouvernement libyen pour le compte de Suncor.

Pour les activités Exploration et production, considérées séparément et dans leur ensemble, le tableau qui suit fournit de l'information sur les volumes de vente moyens pour les principaux produits et le pourcentage correspondant des produits des activités ordinaires pour 2011 et 2010.

| Volumes des ventes | 2011 | | 2010 | |
|--|---------|---|---------|---|
| | kbecp/j | % des produits des activités ordinaires | kbecp/j | % des produits des activités ordinaires |
| Côte Est du Canada ⁽¹⁾ | | | | |
| Pétrole brut | 52,3 | 42 | 54,2 | 29 |
| International | | | | |
| Pétrole brut et LGN | 62,4 | 34 | 111,1 | 46 |
| Gaz naturel | 14,0 | 4 | 21,5 | 4 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | | | | |
| Pétrole brut et LGN | 5,1 | 3 | 8,8 | 4 |
| Gaz naturel | 59,6 | 8 | 87,0 | 13 |
| Total — Exploration et production | | | | |
| Pétrole brut et LGN | 119,8 | 79 | 174,2 | 79 |
| Gaz naturel | 73,6 | 12 | 108,5 | 17 |

(1) Les produits des activités ordinaires pour la Côte Est du Canada comprennent du pétrole brut commercialisé pour le compte de notre partenaire dans White Rose.

Ententes de redevances

Côte Est du Canada

Le régime de redevances applicable au projet Terra Nova se compose d'une redevance de base fonctionnant sur une échelle mobile payable pendant la durée du projet, et de deux tiers de redevances supplémentaires, qui sont devenues payables lorsque certains niveaux de rentabilité précis ont été atteints, y compris une allocation de rendement supplémentaire. La redevance de base est maintenant plafonnée à 10 % des produits des activités

ordinaires bruts, si le projet atteint un niveau de production cumulatif précis. La redevance du premier tiers est égale à la redevance de base ou, si cette somme est plus élevée, à 30 % des produits des activités ordinaires nets, et est devenue payable en 2005. Les produits des activités ordinaires nets désignent les produits des activités ordinaires bruts rajustés pour tenir compte des frais d'exploitation et des coûts en capital admissibles. La redevance du deuxième tiers, correspondant à 12,5 % des produits des activités ordinaires nets, est devenue payable en 2008. En 2011, les paiements de redevances de Terra Nova se sont établis en moyenne à 32 % des produits des activités ordinaires bruts (35 % en 2010).

L'entente de redevances applicable au projet Hibernia pour la production tirée des champs pétrolifères initiaux et le bloc AA est composée d'une redevance brute fonctionnant sur une échelle mobile, de deux tiers de redevances supplémentaires et d'une participation au bénéfice net supplémentaire. La redevance de base est maintenant plafonnée à 5 % des produits des activités ordinaires bruts, maintenant que le projet a atteint un niveau de production cumulatif précis. La redevance du premier tiers, qui est devenue payable en 2009, correspond à la redevance brute ou, si cette somme est plus élevée, à 30 % des produits des activités ordinaires nets. La redevance du deuxième tiers représente 12,5 % des produits des activités ordinaires nets, mais elle n'est pas encore devenue payable. La production provenant du bloc AA, qui a débuté à la fin de 2009, commande une super redevance supplémentaire correspondant à 12,5 % des produits des activités ordinaires nets. La participation au bénéfice net supplémentaire, qui est également devenue payable en 2009, représente 10 % supplémentaires des produits des activités ordinaires nets.

La production limitée provenant de l'unité d'extension Hibernia Southern a débuté en 2011. L'unité d'extension Hibernia Southern comporte une structure de redevances similaire (redevance brute, redevance de premier tiers et redevance de deuxième tiers) à celle décrite ci-dessus pour Hibernia. À l'heure actuelle, Suncor est uniquement soumise à une redevance brute de 5 %. La production tirée de l'unité d'extension Hibernia Southern sera soumise à une super redevance supplémentaire qui représente entre 2,5 % et 7,5 % des produits des activités ordinaires nets, en fonction du cours du WTI. La super redevance de l'unité d'extension Hibernia Southern commencera à s'appliquer au même moment que la redevance nette de premier tiers. En 2011, les redevances et la participation au bénéfice net d'Hibernia (y compris l'unité d'extension Hibernia Southern) représentaient en moyenne 37 % des produits des activités ordinaires bruts (38 % en 2010).

Le régime de redevances applicable à White Rose pour le projet de base se compose d'une redevance de base fonctionnant sur une échelle mobile payable pendant la durée du projet et de deux tiers de redevances supplémentaires qui sont devenues payables lorsque certains niveaux de rentabilité précis ont été atteints, y compris une allocation de rendement supplémentaire. La redevance de base est maintenant plafonnée à 7,5 % des produits des activités ordinaires bruts, si le projet de base atteint un niveau de production cumulatif précis. La redevance de premier tiers est égale à la redevance de base ou, si cette somme est plus élevée, à 20 % des produits des activités ordinaires nets, et est devenue payable en 2007. Les produits des activités ordinaires nets correspondent aux produits des activités ordinaires bruts rajustés pour tenir compte des frais d'exploitation et des coûts en capital admissibles. La redevance de deuxième tiers, correspondant à 10 % des produits des activités ordinaires nets, est devenue payable en 2008. Le régime de redevances applicable aux extensions White Rose est comparable à celui applicable au projet de base, à part pour l'existence d'une redevance de troisième tiers, correspondant à 6,5 % des produits des activités ordinaires nets, qui est payable si le prix du WTI est supérieur à 50 \$ CA/b. Aucune redevance de tiers quelconque n'est devenue applicable pour les extensions White Rose. En 2011, le total des paiements de redevances de White Rose s'est établi en moyenne à 14 % des produits des activités ordinaires bruts (25 % en 2010).

International

Aucune redevance n'est payable sur la production pétrolière et gazière tirée de la mer du Nord; toutefois, les profits tirés de la production pétrolière et gazière au R.-U. sont soumis à un taux d'imposition sur le revenu de 62 %. Pour les activités en Libye et en Syrie, tous les intérêts du gouvernement, exception faite des impôts sur le revenu, sont présentés sous forme de redevances.

Activités terrestres en Amérique du Nord

Le régime de redevances applicable à la production du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord pour Suncor en Alberta est réglementé par le *Natural Gas Royalty Regulation 2009*, qui a été mis en œuvre dans le cadre du nouveau régime de redevances, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2009, mais qui a fait l'objet de changements par la suite ayant pris effet le 1^{er} janvier 2011. Les redevances applicables à la production de gaz naturel et de pétrole classique sont établies selon une échelle mobile et varient entre 5 % et 36 % pour le gaz naturel et entre 0 % et 40 % pour le pétrole brut classique; ce pourcentage varie en fonction notamment de la profondeur du puits, du taux de production et du prix et de la qualité du gaz naturel et du pétrole brut. Les pourcentages maximaux de 36 % et de 40 % pour les échelles mobiles sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2011 et ont tous deux été réduits par rapport au 50 % initial. Les pourcentages de redevances pour les LGN sont de 30 % pour le propane et le butane et de 40 % pour les pentanes.

En réponse à la baisse des cours des marchandises observée pendant la deuxième moitié de 2008, le gouvernement provincial a mis en place le programme de réduction des redevances pour les nouveaux puits (New Well Royalty Reduction Program) dans le but de promouvoir les nouveaux projets de forage. Les nouveaux puits forés après le 1^{er} avril 2009 sont soumis à une redevance initiale de 5 % pendant les douze premiers mois de production, sous réserve d'un volume maximal de 500 Mpi³(e) ou de 50 kbep. Depuis le 1^{er} mai 2010, les nouveaux puits forés dans des formations de gaz de schiste uniquement qui sont entrés en production sont admissibles à une redevance maximale de 5 % sur toute la production issue des 36 premiers mois et ne sont pas soumis à des plafonds quant aux volumes produits.

Le programme du gouvernement albertain intitulé « Natural Gas Deep Drilling Program » (le « programme de forage en profondeur du gaz naturel ») prévoit également des allègements au titre des redevances pour les puits forés au-delà de 2 000 mètres (profondeur verticale réelle). Le taux de redevances maximal pour ces puits est de 5 %, qui s'applique pendant cinq ans après la date d'achèvement du forage et est soumis à des plafonds en dollars qui sont déterminés en fonction de la profondeur totale et selon que le puits est un puits d'exploration ou de développement.

Les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations pour les installations de collecte, de compression et de traitement de même que les frais de traitement établis en tant que frais établis suivant le principe de l'utilisateur payeur représentent des frais admissibles à une déduction sur les redevances brutes payables sur le gaz et les liquides de gaz naturel.

Les redevances pour la production en Colombie-Britannique du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord sont réglementées principalement par le Petroleum and Natural Gas Royalty and Freehold Production Tax Regulation. Les taux de redevances applicables à la production de gaz naturel sont soumis à différentes formules en fonction de la date de forage du puits. Les puits forés avant juin 1998 commandent un taux débutant à 15 %. Les puits forés après 1998 commandent un taux débutant à 9 % ou à 12 %, selon que les puits ont été forés dans les cinq ans suivant la date d'émission des droits de forage et sont soumis à une échelle mobile comportant un taux de redevances maximal de 27 % à mesure que les prix augmentent. Comme c'est le cas en Alberta, les programmes de redevances en Colombie-Britannique prévoient des allègements pour le forage en profondeur, des taux de production réduits et des modes de production uniques. Les redevances payables sur les LGN sont fixes et représentent 20 % des ventes.

Les frais pour la collecte, la compression et le traitement sont admissibles à titre de déductions pour les coûts des services sur les redevances brutes, et les clients qui paient des redevances et qui utilisent des installations de traitement ou des réseaux de distribution appartenant au producteur ont également droit à une déduction pour les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations pour ces installations.

En 2011, les redevances payables sur la production du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord se sont établies en moyenne à 11 % des produits tirés des activités ordinaires bruts (14 % en 2010).

Raffinage et commercialisation

Pour obtenir une description des exigences réglementaires, notamment en matière d'environnement, ainsi que du contexte concurrentiel et des impacts saisonniers touchant notre secteur Raffinerie et commercialisation, on se reportera aux rubriques Situation dans l'industrie et Facteurs de risque dans la présente notice annuelle.

Activités de raffinage et d'approvisionnement de produits

Est de l'Amérique du Nord

Depuis le 1^{er} janvier 2012, la raffinerie de Montréal a une capacité de production de pétrole brut de 137 000 b/j. Le rendement observé de la raffinerie, après les améliorations apportées à la fiabilité et aux activités, a permis à la capacité d'être révisée à la hausse par rapport à la capacité indiquée antérieurement de 130 000 b/j.

La raffinerie traite principalement du pétrole brut classique importé, et elle a une configuration flexible qui lui permet de traiter une variété de pétroles bruts, notamment des pétroles légers, corrosifs, lourds, et des charges d'alimentation intermédiaires. L'approvisionnement en pétrole brut se fait généralement au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis. Le pétrole brut pour la raffinerie est acheminé principalement par l'oléoduc Portland-Montréal.

La raffinerie de Montréal comprend de l'essence, des distillats, de l'asphalte, du mazout lourd, des produits pétrochimiques et des solvants, qui sont principalement distribués à travers le Québec et l'Ontario. Elle produit également des charges d'alimentation pour nos usines de lubrifiants. Les produits raffinés sont acheminés à des

terminaux de distribution en Ontario par l'entremise du pipeline Trans-Northern et sont livrés aux clients directement par camion, train et navire.

La raffinerie de Sarnia a une capacité de production de pétrole brut de 85 000 b/j et elle traite tant le PBS fourni par le secteur Sables pétrolifères de la Société que le pétrole brut classique acheté auprès de tiers au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie de Sarnia par le réseau de pipelines d'Enbridge principalement. Suncor fournit le pétrole brut classique à traiter à partir de l'Ouest canadien principalement, mais complète périodiquement l'approvisionnement avec des achats effectués aux États-Unis et dans d'autres pays. Le pétrole brut importé est livré à Sarnia au moyen du réseau d'oléoducs d'Enbridge à partir de Montréal.

La raffinerie de Sarnia produit de l'essence, des distillats et des produits pétrochimiques, qui sont distribués principalement en Ontario. Les produits raffinés sont livrés à des terminaux de distribution en Ontario par l'entremise du pipeline Sun-Canadian ou sont livrés directement aux clients par navire et train. La raffinerie de Sarnia dispose également d'un accès restreint aux pipelines qui livrent des produits raffinés aux États-Unis.

Pour répondre aux demandes du réseau de commercialisation de Suncor dans l'Est de l'Amérique du Nord, la Société importe également de l'essence et des distillats à partir de raffineries de l'Europe. Suncor conclut des ententes d'échange avec d'autres raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord, principalement pour de l'essence et des distillats, dans le but de minimiser les coûts de transport et d'équilibrer la disponibilité des produits. Les produits spécialisés, comme l'asphalte et les produits pétrochimiques, sont également exportés à des clients des États-Unis.

Suncor détient une participation de 51 % dans ParaChem Chemicals L.P. (« ParaChem »), qui est propriétaire exploitant d'une usine de produits pétrochimiques située près de la raffinerie de Montréal. Les charges d'alimentation sont le xylène et le toluène produits par les raffineries de Montréal et de Sarnia. L'usine produit principalement jusqu'à 350 000 tonnes métriques par année de paraxylène, qui est utilisée par les clients pour fabriquer des textiles de polyester et des bouteilles de plastique. ParaChem produit également du benzène, de l'hydrogène et des hydrocarbures aromatiques lourds. La production de benzène est ramenée à la raffinerie de Montréal afin d'être commercialisée avec la production provenant de cette installation.

L'usine de lubrifiants de Suncor produit des lubrifiants spécialisés et des cires qui sont commercialisés au Canada et à l'échelle internationale. Il s'agit du plus important producteur d'huiles de base au Canada, avec une capacité annuelle dépassant les 900 millions de litres. Les charges d'alimentation pour l'usine de lubrifiants proviennent de la raffinerie de Montréal et d'autres contrats d'achat.

Ouest de l'Amérique du Nord

La raffinerie d'Edmonton a une capacité de 135 000 b/j de pétrole brut et elle a la possibilité de fonctionner entièrement au moyen de charges d'alimentation provenant des sables pétrolifères et de la production de pétrole brut lourd d'Alberta. Les charges d'alimentation proviennent des exploitations du secteur Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor, de l'exploitation Syncrude (notamment les volumes achetés par Suncor, qui font partie de la quote-part de la production des autres propriétaires de la coentreprise) et d'autres producteurs exerçant des activités dans les régions de l'Athabasca et de Cold Lake, en Alberta. La raffinerie peut traiter directement une charge d'alimentation mixte de 35 000 b/j (composée de 25 000 b/j de bitume et de 10 000 b/j de diluants) et traite 45 000 b/j de PBS sulfureux. La raffinerie peut également traiter 55 000 b/j de PBS non sulfureux au moyen de son train de pétrole synthétique. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie au moyen de pipelines appartenant à des tiers.

La raffinerie d'Edmonton produit principalement de l'essence et des distillats, qui sont livrés à des terminaux de distribution dans l'Ouest canadien par l'entremise des réseaux Alberta Products Pipeline et TransMountain Pipeline et du réseau de pipelines d'Enbridge de même que par camion et train.

En date du 1^{er} janvier 2012, la raffinerie de Commerce City avait une capacité de pétrole brut de 98 000 b/j. Le rendement observé de la raffinerie, après les améliorations apportées à la fiabilité et aux activités, a permis à la capacité nominale de traitement d'être révisée à la hausse par rapport à la capacité de 93 000 b/j indiquée antérieurement.

La raffinerie traite principalement du pétrole brut classique, mais elle est également en mesure de traiter jusqu'à 15 000 b/j de PBS corrosif provenant des exploitations du secteur Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor. La majeure partie des charges d'alimentation en brut de la raffinerie est achetée auprès de sources américaines, principalement de la région des Rocheuses, alors que le reste est acheté auprès de sources canadiennes. Les contrats d'achat de pétrole brut peuvent être renouvelés de mois en mois ou couvrir plusieurs années. Environ 60 % du pétrole brut livré à la raffinerie est acheminé par pipeline, et le reste est transporté par camion.

La raffinerie de Commerce City produit principalement de l'essence, du diesel et de l'asphalte. La plupart des produits raffinés qui sortent de la raffinerie sont vendus à des clients commerciaux et de gros au Colorado et au Wyoming et par l'entremise d'un réseau de vente au détail au Colorado. Les produits raffinés sont distribués par camion, train et pipeline.

Afin de soutenir l'équilibre entre l'offre et la demande dans la région de Vancouver, Suncor importe et exporte des produits finis par l'entremise de son terminal de distribution Burrard sur la côte ouest du Canada. Suncor conclut aussi des ententes d'échange avec d'autres raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord afin de réduire les coûts de transport et d'équilibrer la disponibilité des produits.

Production, utilisations et rendements de la raffinerie

Le tableau suivant résume les charges d'alimentation brutes et les utilisations des raffineries de Suncor pour les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010. Les utilisations des raffineries pour 2011 tiennent compte de l'incidence des événements d'entretien prévus aux raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City ainsi que de l'interruption de un mois de l'approvisionnement en hydrogène par des tiers à Edmonton.

| Production brute moyenne quotidienne (kb/j, sauf indication contraire) | Montréal | | Sarnia | | Edmonton | | Commerce City | |
|---|--------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|---------------|-------------|
| | 2011 | 2010 | 2011 | 2010 | 2011 | 2010 | 2011 | 2010 |
| Synthétique non corrosif – Activités de base des Sables pétrolières | — | — | 11,4 | 14,1 | 12,3 | 11,4 | — | 0,1 |
| Synthétique corrosif – Activités de base des Sables pétrolières | — | — | 25,2 | 17,4 | 41,2 | 42,5 | 7,7 | 9,4 |
| Synthétique – Autre | — | — | 12,6 | 17,0 | 41,9 | 39,6 | — | — |
| Classique léger – Côte Est du Canada ⁽¹⁾ | 23,0 | 41,5 | — | — | — | — | — | — |
| Classique léger – Autre | 82,3 | 54,7 | 3,2 | 3,0 | — | 2,4 | 67,0 | 72,0 |
| Classique corrosif | 10,2 | 6,4 | 18,6 | 19,3 | — | — | — | — |
| Classique lourd | 15,3 | 19,2 | — | — | 20,4 | 22,7 | 16,0 | 17,5 |
| Total | 130,8 | 121,8 | 71,0 | 70,8 | 115,8 | 118,6 | 90,7 | 99,0 |
| Utilisation ⁽²⁾ (%) | 101 | 94 | 83 | 83 | 86 | 88 | 98 | 106 |

(1) Comprend les achats de Suncor et des parts de production de tiers provenant des champs pétrolières de la Côte Est du Canada.

(2) Les taux d'utilisation pour les raffineries de Montréal et de Commerce City sont déterminés en fonction des capacités des raffineries en vigueur avant le 1^{er} janvier 2012.

| Composition de la production de pétrole raffiné % | Montréal | | Sarnia | | Edmonton | | Commerce City | |
|--|----------|------|--------|------|----------|------|---------------|------|
| | 2011 | 2010 | 2011 | 2010 | 2011 | 2010 | 2011 | 2010 |
| Essence | 40 | 42 | 44 | 53 | 46 | 42 | 51 | 51 |
| Distillats | 34 | 32 | 42 | 35 | 50 | 54 | 36 | 36 |
| Autres | 26 | 26 | 14 | 12 | 4 | 4 | 13 | 13 |

Terminaux et pipelines de distribution

Suncor est le propriétaire-exploitant de 13 importants terminaux de produits raffinés au Canada et de 2 terminaux de produits au Colorado. Les actifs nord-américains de Suncor, combinés à l'accès aux installations visées par des arrangements contractuels à long terme avec d'autres parties, suffisent à répondre aux besoins actuels en matière de stockage et de distribution du secteur Raffinage et commercialisation.

Suncor détient des participations dans les pipelines qui suivent :

| Pipeline | Propriété | Type | Origine | Destinations |
|-------------------------------|-----------|-----------------|--------------------|--|
| Pipeline Portland-Montréal | 23,8 % | Pétrole brut | Portland (Maine) | Montréal (Québec) |
| Pipeline Trans-Northern | 33,3 % | Produit raffiné | Montréal (Québec) | Ontario – Ottawa, Toronto, Oakville |
| Pipeline Sun-Canadian | 55,0 % | Produit raffiné | Sarnia (Ontario) | Ontario – Toronto, London, Hamilton |
| Pipeline Alberta Products | 35,0 % | Produit raffiné | Edmonton (Alberta) | Calgary (Alberta) |
| Pipeline Rocky Mountain Crude | 100,0 % | Pétrole brut | Guernsey (Wyoming) | Denver (Colorado) |
| Pipeline Centennial | 100,0 % | Pétrole brut | Guernsey (Wyoming) | Cheyenne (Colorado) |

Exploitation – Commercialisation

Le réseau de stations-services au détail de Suncor est exploité sous la bannière Petro-Canada^{MC} à l'échelle nationale. Au 31 décembre 2011, le réseau de stations-services au détail de Suncor comprenait 1 465 points de vente au Canada. La plupart des sites de vente au détail et fonctionnant avec une carte de la bannière Sunoco^{MC} dont Suncor est le propriétaire-exploitant ont changé de bannière pour adopter la bannière Petro-Canada^{MC} en 2010.

En plus d'être commercialisés dans nos points de vente au détail exclusifs, les produits pétroliers sont offerts dans les installations de commerçants indépendants et de coentreprises. Les ventes annuelles d'essence et de carburants du réseau de Suncor totalisaient en moyenne environ 4,9 millions de litres par site en 2011 (5,1 millions de litres par site en 2010) et représentaient une part estimative de 18 % (19 % en 2010) du marché national de la vente au détail (d'après les données publiées par Statistique Canada pour la période allant de janvier à août 2011). La diminution de la part de marché en 2011 est principalement attribuable à la perte de volume associée à la vente de nombreux sites au détail en 2010 conformément aux directives du Bureau de la concurrence canadien par suite de la fusion.

Le réseau de vente au détail de Suncor au Colorado est composé de 44 points de vente appartenant à Suncor. Suncor a conclu des contrats d'approvisionnement de produits avec 195 autres sites de la bannière Shell^{MD} et 62 autres sites de la bannière Phillips 66^{MD} au Colorado.

Les activités de commercialisation tirent également des revenus non liés aux produits pétroliers de l'exploitation de dépanneurs et de lave-autos.

L'entreprise de vente en gros de Suncor vend des produits pétroliers aux marchés de l'agriculture, du chauffage domestique et du pavage, aux petites industries, au secteur commercial et à l'industrie du camionnage. Grâce à son réseau PETRO-PASS, Suncor est le principal commerçant national dans le secteur du transport routier commercial au Canada. Qui plus est, Suncor vend de grandes quantités de produits pétroliers directement à des grands clients des secteurs industriels et commerciaux ainsi qu'à des commerçants indépendants.

Les tableaux qui suivent résument les emplacements qui composent le réseau au détail et de gros de Suncor de même que les volumes de vente quotidiens et les pourcentages correspondants des produits des activités ordinaires du secteur Raffinerie et commercialisation pour les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010.

| Emplacements | Au 31 décembre | | | |
|--|-------------------------------|---|-------------------------------|---|
| | 2011 | 2010 | | |
| Stations-service au détail – Canada | | | | |
| De la bannière Petro-Canada ^{MC} | 1 456 | 1 447 | | |
| De la bannière Sunoco ^{MC} | 9 | 10 | | |
| | 1 465 | 1 457 | | |
| Stations-service au détail – Colorado | | | | |
| De la bannière Shell [®] | 38 | 37 | | |
| De la bannière Phillips 66 [®] | 6 | 7 | | |
| | 44 | 44 | | |
| Sites de vente en gros fonctionnant avec une carte – Canada | | | | |
| De la bannière Petro-Canada ^{MC} (PETRO-PASS) | 245 | 249 | | |
| | | | | |
| Volumes de ventes | 2011 | | 2010 | |
| | milliers de m ³ /j | % des produits des activités ordinaires | milliers de m ³ /j | % des produits des activités ordinaires |
| Essence (comprend l'essence automobile et l'essence pour l'aviation) | | | | |
| Est de l'Amérique du Nord | 20,9 | | 22,2 | |
| Ouest de l'Amérique du Nord | 18,8 | | 18,9 | |
| | 39,7 | 45 | 41,1 | 48 |
| Distillats (comprend le carburant diesel, le mazout et le carburant aviation) | | | | |
| Est de l'Amérique du Nord | 12,8 | | 12,4 | |
| Ouest de l'Amérique du Nord | 17,6 | | 18,0 | |
| | 30,4 | 41 | 30,4 | 37 |
| Autres (comprend le mazout lourd, l'asphalte, les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les autres produits) | | | | |
| Est de l'Amérique du Nord | 9,8 | | 10,7 | |
| Ouest de l'Amérique du Nord | 3,2 | | 5,1 | |
| | 13,0 | 14 | 15,8 | 15 |
| | 83,1 | | 87,3 | |

Les volumes des ventes de certains produits sont touchés dans une certaine mesure par les cycles saisonniers : les ventes d'essence sont habituellement plus élevées pendant la saison de conduite estivale; les ventes de mazout, pendant la saison hivernale; les ventes de diesel, pendant la saison de forage en début d'année dans l'Ouest canadien et pendant les saisons des semences et de la récolte au début du printemps et à la fin de l'été et les ventes

d'asphalte, pendant la période de pavage en été. Suncor a la souplesse nécessaire pour modifier les intrants et les extrants des raffineries de façon à faire correspondre la production avec la demande prévue de produits.

Les volumes des ventes peuvent également être touchés lorsque les raffineries font l'objet d'entretiens prévus, qui réduisent la production. Suncor est en mesure de réduire en partie ces effets au moyen de ses installations intégrées : la raffinerie d'Edmonton et les installations de valorisation du secteur Activités de base des Sables pétrolifères dans l'Ouest de l'Amérique du Nord ainsi que les raffineries de Sarnia et de Montréal dans l'Est de l'Amérique du Nord. De plus, Suncor peut acheter des produits raffinés auprès de fournisseurs tiers.

Autres entreprises de Suncor

Commerce d'énergie

Le secteur Commerce d'énergie de Suncor est organisé autour de quatre grands groupes de produits de base : le pétrole brut, le gaz naturel, le soufre et le coke de pétrole. Chaque groupe de produit de base procure de la valeur aux clients en leur offrant des solutions innovatrices en matière d'approvisionnement en produits de base, de transport et d'établissement des prix. Parmi nos clients figurent des clients des secteurs commercial et industriel de grande et de moyenne taille, des sociétés de services publics et des producteurs d'énergie, qui ont tous besoin de solutions spécialisées qui répondent à leurs besoins uniques en matière d'énergie.

Le secteur Commerce d'énergie de Suncor soutient la production du secteur Sables pétrolifères de la Société en optimisant les prix obtenus, en gérant les niveaux des stocks pendant les pannes imprévues aux installations de Suncor et en gérant les incidences de facteurs du marché externes, comme les perturbations ou les interruptions des pipelines pour les clients du secteur du raffinage. Le secteur Commerce d'énergie a conclu des ententes pour d'autres infrastructures intermédiaires, comme les pipelines et la capacité d'entreposage, afin d'optimiser la livraison de la production existante et de la production en croissance future, tout en réalisant des profits tirés du commerce sur certaines stratégies et occasions.

Le secteur Commerce d'énergie continue d'évaluer d'autres conventions relatives à des pipelines afin de soutenir les augmentations prévues de la capacité de production. Jusqu'à ce que la Société ait terminé ses projets de croissances relatifs au secteur Sables pétrolifères, l'entreprise Commerce d'énergie de Suncor prévoit optimiser les capacités associées aux ententes existantes.

Énergie renouvelable

Les participations de Suncor dans le secteur de l'énergie renouvelable comprennent une usine produisant de l'éthanol à partir de maïs dans le sud-ouest de l'Ontario et six projets éoliens en exploitation. Suncor est un pionnier canadien dans le domaine de l'énergie éolienne; elle détient des participations dans des parcs éoliens, qui ont une capacité de production brute de 255 MW et réduisent les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) d'environ 470 000 tonnes par année par rapport aux sources traditionnelles de production d'énergie. Nous continuons d'évaluer de nouvelles occasions de construire notre portefeuille d'énergie renouvelable et sommes à divers stades d'évaluation d'un certain nombre de sites potentiels pour la construction de centrales éoliennes.

| Parc éolien | | Participation (%) | Puissance (MW) | Turbines | Mise en service |
|-------------------------|--------------------------|-------------------|----------------|----------|-----------------|
| Exploité par Suncor | | | | | |
| Wintering Hills | Drumheller (Alberta) | 70,0 | 88 | 55 | 2011 |
| Kent Breeze | Thamesville (Ontario) | 100,0 | 20 | 8 | 2011 |
| Non exploité par Suncor | | | | | |
| Ripley | Ripley (Ontario) | 50,0 | 76 | 38 | 2007 |
| Chin Chute | Taber (Alberta) | 33,3 | 30 | 20 | 2006 |
| Magrath | Magrath (Alberta) | 33,3 | 30 | 20 | 2004 |
| SunBridge | Gull Lake (Saskatchewan) | 50,0 | 11 | 17 | 2002 |

Suncor investit dans l'industrie émergente des biocarburants depuis 2006. Suncor exploite la plus grande usine d'éthanol au Canada, l'usine d'éthanol de St. Clair, qui est située dans la région Sarnia-Lambton en Ontario. Notre usine d'éthanol comportait une capacité de production initiale de 200 millions de litres par année, qui a depuis doublé en raison de l'agrandissement de l'usine terminé en janvier 2011. En 2011, l'usine a produit 381,5 millions de litres d'éthanol (206,0 millions de litres en 2010).

EMPLOYÉS DE SUNCOR

Le tableau qui suit présente la répartition des employés entre nos secteurs et notre siège social au cours des deux derniers exercices.

| Au 31 décembre | 2011 | 2010 |
|--|--------|--------|
| Sables pétrolifères | 5 464 | 4 753 |
| Exploration et production | 768 | 898 |
| Raffinage et commercialisation | 3 161 | 3 151 |
| Siège social, Commerce d'énergie et Énergie renouvelable | 3 633 | 3 274 |
| Total | 13 026 | 12 076 |

Les employés travaillant au siège social comprennent les employés du groupe affecté à nos projets majeurs, qui appuie les secteurs d'activité. En plus de nos employés, la Société fait également appel à des entrepreneurs indépendants pour la fourniture de divers services.

Environ 36 % des employés de la Société étaient couverts par des conventions collectives à la fin de 2011. La majorité des employés syndiqués de la Société sont représentés le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (le « SCEP »). Une convention collective avec la section locale 707 du SCEP, qui représente environ 3 200 employés du secteur Sables pétrolifères, est en vigueur et expire en mai 2013. Des ententes collectives qui expireront en janvier 2013 ont également été conclues avec le SCEP et visent environ 1 000 employés qui travaillent dans les secteurs du raffinage, des lubrifiants, du gaz naturel et des terminaux de la Société. Une convention collective avec le SCEP visant environ 65 employés de l'installation Terra Nova a été renouvelée en 2011 et expirera en septembre 2013.

Une convention collective avec le syndicat United Steel Workers Union visant environ 260 employés travaillant à la raffinerie de Commerce City a été récemment renouvelée et expirera au mois de janvier 2015. Un syndicat indépendant, la Suncor Employee Bargaining Association, représente environ 200 employés à la raffinerie de Sarnia aux termes d'une convention qui expirera en mai 2012.

POLITIQUES IMPORTANTES

Suncor a adopté un Code des pratiques commerciales (le « Code »), qui s'applique à ses administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs. Le Code exige le respect rigoureux des exigences légales et établit les normes d'éthique dans la conduite de nos activités. Les sujets abordés dans le Code comprennent la concurrence, les conflits d'intérêts, la protection et l'utilisation adéquate des actifs et des occasions de l'entreprise, la confidentialité, la communication de renseignements importants, la négociation des actions et des titres, les communications au public, les paiements irréguliers, les pratiques équitables dans le cadre des relations commerciales et les rapports comptables et le contrôle administratif. Le Code est soutenu par des lignes directrices et des normes détaillées de même que par un programme de respect du Code, aux termes duquel tous les administrateurs, dirigeants, employés et travailleurs contractuels sont tenus, chaque année, de lire un résumé du Code et de déclarer qu'ils en ont pris connaissance et qu'ils comprennent les exigences du Code et de confirmer qu'ils ont respecté le Code pendant l'année précédente. Ces renseignements sont ensuite communiqués au comité d'audit.

Suncor a adopté une politique en matière de droits de l'homme, qui affirme la responsabilité de Suncor de respecter les droits de l'homme et de s'assurer que Suncor n'est pas complice de violations de droits de l'homme. Suncor est soumise aux lois des pays dans lesquels elle exerce ses activités et s'engage à respecter ces lois tout en honorant l'esprit des principes relatifs aux droits de l'homme internationaux, comme ceux décrits dans la Déclaration universelle des droits de l'homme et les Principes volontaires sur la sécurité et les droits de l'homme. La politique comprend des principes qui dénotent l'engagement de la Société à offrir un environnement de travail sans harcèlement ou violence et qui respecte les cultures, les coutumes et les valeurs des communautés dans lesquelles nous exerçons nos activités. La politique établit clairement que l'étendue de la vérification diligente que doit effectuer Suncor en matière de droits de l'homme comprend ses propres activités et, lorsque nous pouvons influencer nos relations commerciales avec des tiers, celles des autres.

Suncor a adopté une politique concernant les relations avec les parties intéressées qui reflète ses valeurs et croyances. La politique stipule que Suncor a à cœur de nouer et de maintenir des relations positives et constructives avec les parties intéressées dans tous ses secteurs d'exploitation et expose les principes directeurs de Suncor pour l'établissement des relations avec les parties intéressées (respect, responsabilité, transparence, respect des délais et avantage mutuel). La politique établit clairement que la participation réussie des parties intéressées favorise la prise

de décisions éclairées, la résolution de problèmes par la mise en place de solutions économiques en temps opportun qui favorisent toutes les parties visées de même que le partage des connaissances.

Suncor a adopté une politique sur les questions autochtones, qui exprime le désir de Suncor de travailler en collaboration avec les peuples autochtones du Canada dans le but de développer une industrie de l'énergie prospère qui permet aux communautés autochtones d'être dynamiques, diversifiées et durables. La politique prévoit une approche conséquente des relations de la Société avec les peuples autochtones canadiens et souligne les responsabilités et les engagements de Suncor; elle vise à guider les décisions de Suncor au quotidien. Suncor s'engage à travailler en étroite collaboration avec les peuples et les communautés autochtones du Canada afin de construire et de maintenir des relations à long terme fructueuses et mutuellement avantageuses. Il ressort clairement de la politique que le développement responsable doit tenir compte des points de vue et des préoccupations des peuples autochtones concernant les effets positifs et négatifs du développement énergétique sur leurs communautés et leur utilisation traditionnelle et actuelle des terres et des ressources.

Suncor a adopté une politique sur l'environnement, la santé et la sécurité, qui énonce l'aspiration de Suncor d'être une société énergétique durable en respectant ou dépassant les attentes des parties intéressées actuelles et futures du point de vue environnemental, social et économique. La politique reflète la croyance de Suncor que les efforts qu'elle déploie sur le plan de l'environnement, de la santé et de la sécurité sont mutuellement complémentaires de son rendement économique et social. La politique énonce clairement que les membres de la direction de Suncor sont responsables de s'assurer que les employés qui sont sous leur direction possèdent les compétences requises pour gérer leurs responsabilités sur le plan de l'environnement, de la santé et de la sécurité et connaissent les risques associés à leurs tâches et que tous les employés et entrepreneurs de Suncor sont tenus de respecter les lois, codes, règlements, normes et procédures nécessaires pour exécuter leur travail de façon sécuritaire pour eux et pour leurs collègues.

RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Date du relevé

Le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz est daté du 1^{er} mars 2012, avec une date d'effet au 31 décembre 2011, et l'information a été établie au 16 février 2012.

Présentation des données relatives aux réserves

En tant qu'émetteur canadien, Suncor est assujettie aux obligations d'information des autorités en valeurs mobilières canadiennes, y compris la présentation des données relatives à ses réserves conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Les données relatives aux réserves énoncées dans la présente rubrique de la notice annuelle pour les secteurs Exploitation minière (ce qui comprend les Activités de base des Sables pétrolières et Syncrude, à moins d'indication contraire) et In situ sont fondées sur des évaluations réalisées par GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ ») en date du 31 décembre 2011 et sont contenues dans les rapports de ceux-ci (les « rapports de GLJ »). Les données relatives aux réserves énoncées ci-après pour toutes les autres réserves, ce qui comprend celles ayant trait aux participations que détient Suncor dans ses actifs traditionnels de gaz naturel situés principalement dans l'Ouest canadien (Activités terrestres en Amérique du Nord), ses actifs traditionnels extracôtiers situés à Terre-Neuve-et-Labrador (« Côte Est du Canada »), ses actifs traditionnels extracôtiers situés au R.-U. (« Mer du Nord ») ainsi que ses actifs traditionnels situés en Syrie et en Libye (collectivement, « Autres — International »), sont fondées sur les évaluations réalisées par Sproule Associates Limited ou Sproule International Limited (collectivement, « Sproule ») en date du 31 décembre 2011 et sont contenues dans leurs rapports (les « rapports de Sproule »). GLJ et Sproule (collectivement, les « évaluateurs ») sont toutes deux des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants au sens défini dans le Règlement 51-101. Toutes les données factuelles fournies aux évaluateurs ont été acceptées telles qu'elles ont été présentées. À des fins d'intérêt général, GLJ a réalisé des visites de la mine Millennium de Suncor et de la mine Aurora North de Syncrude. Aucune autre inspection sur le terrain n'a été jugée nécessaire par les évaluateurs.

Les données relatives aux réserves constituent un sommaire des réserves de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel de Suncor ainsi que de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs pour ces réserves, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels (à moins d'indication contraire) avant la constitution d'une provision pour les intérêts et les dépenses générales et administratives. Les valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires futurs comprennent l'incidence de certains frais

d'abandon. Pour de plus amples renseignements concernant les frais d'abandon, on se reportera à la rubrique « Tableaux et notes sur les produits des activités ordinaires nets futurs — Frais d'abandon et de remise en état » de la présente notice annuelle.

Les produits des activités ordinaires nets futurs sont présentés avant et après impôts. Les données relatives aux réserves respectent les exigences prévues dans le Règlement 51-101. Voir également « Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves » et « Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves » présentées plus loin dans la présente rubrique de la notice annuelle.

Mise en garde — Produits des activités ordinaires nets futurs

Il ne devrait pas être supposé que les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs présentés dans les tableaux ci-après représentent la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses fondées sur les prix et coûts prévisionnels se matérialiseront, et les écarts par rapport à ces hypothèses pourraient être importants. Rien ne garantit que les réserves de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel visées par les estimations figurant dans les présentes seront récupérées. Les réserves réelles de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations figurant dans les présentes. Les lecteurs devraient prendre connaissance des définitions et de l'information dont il est fait mention dans les Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves, les Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves et les Notes concernant les tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs lorsqu'ils consultent les notes et les tableaux qui suivent.

Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

L'évaluation des réserves est un processus continu, qui peut considérablement subir l'influence de divers facteurs internes et externes. Des révisions sont souvent nécessaires en raison de changements dans les données techniques nouvellement acquises, des progrès technologiques, du rendement passé, de l'établissement des prix, de la situation économique, de la disponibilité du marché et des modifications réglementaires. Des renseignements techniques supplémentaires concernant la géologie, les propriétés des réservoirs, les propriétés des fluides des réservoirs et le rendement des puits sont obtenus au moyen de programmes de forage sismique, de programmes de forage, d'études et d'analyses à jour du rendement des réservoirs et de la production antérieure et peuvent entraîner des révisions à la hausse ou à la baisse des réserves. L'établissement des prix, la disponibilité du marché et la situation économique ont un effet sur la rentabilité de l'exploitation des réserves. Selon le contexte commercial qui prévaut, des prix plus élevés des produits de base peuvent entraîner des réserves plus élevées en rendant plus de projets rentables sur le plan commercial et en prolongeant leur durée économique, alors que des prix moins élevés des produits de base pouvant entraîner des réserves moins élevées; toutefois, cela ne s'applique généralement pas aux actifs visés par des contrats de partage de la production. Les modifications au cadre réglementaire, y compris aux régimes de redevances et à la réglementation environnementale, ne sont pas prévisibles et pourraient avoir un effet positif ou négatif sur les réserves. Les progrès technologiques devraient avoir une incidence favorable sur les données économiques du développement et de l'exploitation des réserves et, par conséquent, entraîner une augmentation des réserves.

Tandis que les facteurs susmentionnés et de nombreux autres peuvent être examinés, il est toujours nécessaire de faire preuve de jugement et de poser certaines hypothèses. Au fur et à mesure que de nouveaux renseignements sont disponibles, ces facteurs sont revus et révisés en conséquence.

En 2011, les actifs de la Société en Syrie ont été touchés par l'agitation politique. En raison de la situation actuelle en Syrie, les réserves qui avaient été indiquées auparavant à titre de réserves prouvées développées exploitées et de réserves probables développées exploitées ont été reclassées à titre de réserves inexploitées. De plus, la production estimative pour 2012 de la Syrie n'a pas été incluse à titre de réserves, mais est comprise dans les ressources éventuelles étant donné que les sanctions actuelles empêchent Suncor de recevoir des paiements pour toute production qui pourrait être réalisée pendant la période de force majeure.

Pour de plus amples renseignements concernant les risques que comporte l'estimation des réserves et des ressources, voir la rubrique « Facteurs de risque — Incertitude quant aux estimations des réserves et des ressources » de la présente notice annuelle.

Communication des données relatives aux ressources

GLJ a réalisé une évaluation indépendante de la meilleure estimation des volumes de ressources éventuelles pour tous les biens du secteur Exploitation minière de Suncor et pour tous les biens du secteur In situ de Suncor pour lesquels GLJ avait également évalué les réserves. Pour les biens du secteur In situ de Suncor sans réserve attribuée, GLJ a vérifié l'évaluation interne de Suncor de la meilleure estimation des volumes de ressources

éventuelles. La meilleure estimation des ressources éventuelles pour les biens classiques a été préparée par les évaluateurs de réserves qualifiés de Suncor conformément au Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (manuel COGE). Pour de plus amples renseignements concernant les ressources éventuelles, on se reportera à la rubrique « Autre information concernant les données relatives aux réserves – Ressources éventuelles » de la présente notice annuelle.

Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ au 31 décembre 2011 (prix et coûts prévisionnels)

| | PBS | | Bitume | | Pétrole léger et moyen | | Gaz naturel | | LGN | | Total | |
|---|----------------|----------------|--------------|--------------|---------------------------|--------------|----------------------------|----------------------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| | Brutes Mb | Nettes Mb | Brutes Mb | Nettes Mb | Brutes Mb | Nettes Mb | Brutes Gpi ³ | Nettes Gpi ³ | Brutes Mb | Nettes Mb | Brutes Mbep | Nettes Mbep |
| Prouvées développées exploitées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 022,5 | 1 722,1 | — | — | — | — | — | — | — | — | 2 022,5 | 1 722,1 |
| In situ | 203,0 | 191,0 | 47,7 | 39,4 | — | — | — | — | — | — | 250,7 | 230,4 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 48,1 | 38,2 | — | — | — | — | 48,1 | 38,2 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 11,2 | 9,2 | 805,7 | 688,8 | 6,3 | 4,6 | 151,7 | 128,6 |
| Total – Canada | 2 225,5 | 1 913,1 | 47,7 | 39,4 | 59,3 | 47,4 | 805,7 | 688,8 | 6,3 | 4,6 | 2 473,0 | 2 119,3 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 71,5 | 71,5 | 3,3 | 3,3 | 0,3 | 0,3 | 72,3 | 72,3 |
| Autres – International | — | — | — | — | 96,0 | 35,7 | — | — | — | — | 96,0 | 35,7 |
| Total des réserves prouvées développées exploitées | 2 225,5 | 1 913,1 | 47,7 | 39,4 | 226,8 | 154,6 | 809,0 | 692,1 | 6,6 | 4,9 | 2 641,3 | 2 227,3 |
| Prouvées développées inexploitées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 0,1 | 0,1 | 40,5 | 31,3 | 0,2 | 0,1 | 7,0 | 5,4 |
| Total – Canada | — | — | — | — | 0,1 | 0,1 | 40,5 | 31,3 | 0,2 | 0,1 | 7,0 | 5,4 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 21,4 | 21,4 | 1,1 | 1,1 | 0,1 | 0,1 | 21,6 | 21,6 |
| Autres – International | — | — | — | — | 36,6 | 14,3 | 334,5 | 206,9 | 11,9 | 7,0 | 104,2 | 55,8 |
| Total des réserves prouvées développées inexploitées | — | — | — | — | 58,1 | 35,8 | 376,1 | 239,3 | 12,2 | 7,2 | 132,8 | 82,8 |
| Prouvées non développées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | 502,0 | 430,0 | 661,1 | 572,4 | — | — | — | — | — | — | 1 163,1 | 1 002,4 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 26,6 | 20,7 | — | — | — | — | 26,6 | 20,7 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 0,3 | 0,3 | 78,7 | 72,8 | 0,1 | — | 13,5 | 12,4 |
| Total – Canada | 502,0 | 430,0 | 661,1 | 572,4 | 26,9 | 21,0 | 78,7 | 72,8 | 0,1 | — | 1 203,2 | 1 035,5 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 43,3 | 43,3 | 2,7 | 2,7 | 0,1 | 0,1 | 43,8 | 43,8 |
| Autres – International | — | — | — | — | 5,8 | 2,4 | — | — | — | — | 5,8 | 2,4 |
| Total des réserves prouvées non développées | 502,0 | 430,0 | 661,1 | 572,4 | 76,0 | 66,7 | 81,4 | 75,5 | 0,2 | 0,1 | 1 252,8 | 1 081,7 |
| Prouvées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 022,5 | 1 722,1 | — | — | — | — | — | — | — | — | 2 022,5 | 1 722,1 |
| In situ | 705,0 | 621,0 | 708,8 | 611,8 | — | — | — | — | — | — | 1 413,8 | 1 232,8 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 74,7 | 58,9 | — | — | — | — | 74,7 | 58,9 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 11,5 | 9,6 | 924,9 | 792,9 | 6,6 | 4,7 | 172,3 | 146,4 |
| Total – Canada | 2 727,5 | 2 343,1 | 708,8 | 611,8 | 86,2 | 68,5 | 924,9 | 792,9 | 6,6 | 4,7 | 3 683,3 | 3 160,2 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 136,2 | 136,2 | 7,1 | 7,1 | 0,5 | 0,5 | 137,9 | 137,9 |
| Autres – International | — | — | — | — | 138,4 | 52,4 | 334,5 | 207,1 | 11,9 | 7,0 | 206,1 | 93,9 |
| Total des réserves prouvées | 2 727,5 | 2 343,1 | 708,8 | 611,8 | 360,8 | 257,1 | 1 266,5 | 1 007,1 | 19,0 | 12,2 | 4 027,3 | 3 392,0 |
| Probables | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 552,7 | 478,4 | — | — | — | — | — | — | — | — | 552,7 | 478,4 |
| In situ | 1 271,9 | 1 061,2 | 693,9 | 552,0 | — | — | — | — | — | — | 1 965,8 | 1 613,2 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 275,3 | 201,0 | — | — | — | — | 275,3 | 201,0 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 5,0 | 4,1 | 320,4 | 262,8 | 2,9 | 2,1 | 61,3 | 50,0 |
| Total – Canada | 1 824,6 | 1 539,6 | 693,9 | 552,0 | 280,3 | 205,1 | 320,4 | 262,8 | 2,9 | 2,1 | 2 855,1 | 2 342,6 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 36,1 | 36,1 | 2,9 | 2,9 | 0,1 | 0,1 | 36,7 | 36,7 |
| Autres – International | — | — | — | — | 104,9 | 40,3 | 405,5 | 168,8 | 14,5 | 7,0 | 187,0 | 75,4 |
| Total des réserves prouvées et probables | 1 824,6 | 1 539,6 | 693,9 | 552,0 | 421,3 | 281,5 | 728,8 | 434,5 | 17,5 | 9,2 | 3 078,8 | 2 454,7 |

| | PBS | | Bitume | | Pétrole léger et moyen | | Gaz naturel | | LGN | | Total | |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------------|--------------|------------------|------------------|-------------|-------------|----------------|----------------|
| | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes |
| | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Gpi ³ | Gpi ³ | Mb | Mb | Mbep | Mbep |
| Prouvées et probables | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 575,2 | 2 200,5 | — | — | — | — | — | — | — | — | 2 575,2 | 2 200,5 |
| In situ | 1 976,9 | 1 682,2 | 1 402,7 | 1 163,8 | — | — | — | — | — | — | 3 379,6 | 2 846,0 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 350,0 | 259,9 | — | — | — | — | 350,0 | 259,9 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 16,5 | 13,7 | 1 245,3 | 1 055,7 | 9,5 | 6,8 | 233,6 | 196,5 |
| Total — Canada | 4 552,1 | 3 882,7 | 1 402,7 | 1 163,8 | 366,5 | 273,6 | 1 245,3 | 1 055,7 | 9,5 | 6,8 | 6 538,4 | 5 502,9 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 172,3 | 172,3 | 10,0 | 10,0 | 0,6 | 0,6 | 174,5 | 174,5 |
| Autres — International | — | — | — | — | 243,3 | 92,7 | 740,0 | 375,9 | 26,4 | 14,0 | 393,0 | 169,3 |
| Total des réserves prouvées et probables | 4 552,1 | 3 882,7 | 1 402,7 | 1 163,8 | 782,1 | 538,6 | 1 995,3 | 1 441,6 | 36,5 | 21,4 | 7 105,9 | 5 846,7 |

Voir les notes (1) à (3) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
 au 31 décembre 2011
 (prix et coûts constants)

| | PBS | | Bitume | | Pétrole léger et moyen | | Gaz naturel | | LGN | | Total | |
|---|----------------|----------------|--------------|--------------|------------------------|--------------|------------------|------------------|-------------|-------------|----------------|----------------|
| | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes |
| | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Gpi ³ | Gpi ³ | Mb | Mb | Mbep | Mbep |
| Prouvées développées exploitées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 022,5 | 1 718,2 | — | — | — | — | — | — | — | — | 2 022,5 | 1 718,2 |
| In situ | 202,9 | 194,0 | 47,7 | 40,2 | — | — | — | — | — | — | 250,6 | 234,2 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 48,1 | 37,2 | — | — | — | — | 48,1 | 37,2 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 11,2 | 9,6 | 731,8 | 640,1 | 6,1 | 4,4 | 139,2 | 120,7 |
| Total — Canada | 2 225,4 | 1 912,2 | 47,7 | 40,2 | 59,3 | 46,8 | 731,8 | 640,1 | 6,1 | 4,4 | 2 460,4 | 2 110,3 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 71,7 | 71,7 | 3,3 | 3,3 | 0,3 | 0,3 | 72,5 | 72,5 |
| Autres — International | — | — | — | — | 96,3 | 36,4 | — | — | — | — | 96,3 | 36,4 |
| Total des réserves prouvées développées exploitées | 2 225,4 | 1 912,2 | 47,7 | 40,2 | 227,3 | 154,9 | 735,1 | 643,4 | 6,4 | 4,7 | 2 629,2 | 2 219,2 |
| Prouvées développées inexploitées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 0,1 | 0,1 | 18,3 | 14,7 | 0,2 | 0,1 | 3,3 | 2,6 |
| Total — Canada | — | — | — | — | 0,1 | 0,1 | 18,3 | 14,7 | 0,2 | 0,1 | 3,3 | 2,6 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 21,7 | 21,7 | 1,1 | 1,1 | 0,1 | 0,1 | 22,0 | 22,0 |
| Autres — International | — | — | — | — | 36,7 | 14,3 | 338,6 | 199,0 | 12,0 | 6,7 | 105,1 | 54,2 |
| Total des réserves prouvées développées inexploitées | — | — | — | — | 58,5 | 36,1 | 358,0 | 214,8 | 12,3 | 6,9 | 130,4 | 78,8 |
| Prouvées non développées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | 502,0 | 446,5 | 661,1 | 584,0 | — | — | — | — | — | — | 1 163,1 | 1 030,5 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 26,6 | 20,2 | — | — | — | — | 26,6 | 20,2 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 0,3 | 0,3 | 11,5 | 10,5 | — | — | 2,2 | 2,1 |
| Total — Canada | 502,0 | 446,5 | 661,1 | 584,0 | 26,9 | 20,5 | 11,5 | 10,5 | — | — | 1 191,9 | 1 052,8 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 43,9 | 43,9 | 2,7 | 2,7 | 0,1 | 0,1 | 44,4 | 44,4 |
| Autres — International | — | — | — | — | 5,8 | 2,4 | — | — | — | — | 5,8 | 2,4 |
| Total des réserves prouvées non développées | 502,0 | 446,5 | 661,1 | 584,0 | 76,6 | 66,8 | 14,2 | 13,2 | 0,1 | 0,1 | 1 242,1 | 1 099,6 |
| Prouvées | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 022,5 | 1 718,2 | — | — | — | — | — | — | — | — | 2 022,5 | 1 718,2 |
| In situ | 704,9 | 640,5 | 708,8 | 624,2 | — | — | — | — | — | — | 1 413,7 | 1 264,7 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 74,7 | 57,4 | — | — | — | — | 74,7 | 57,4 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 11,5 | 10,0 | 761,6 | 665,3 | 6,3 | 4,5 | 144,7 | 125,4 |
| Total — Canada | 2 727,4 | 2 358,7 | 708,8 | 624,2 | 86,2 | 67,4 | 761,6 | 665,3 | 6,3 | 4,5 | 3 655,6 | 3 165,7 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 137,3 | 137,3 | 7,1 | 7,1 | 0,5 | 0,5 | 138,9 | 138,9 |
| Autres — International | — | — | — | — | 138,8 | 53,1 | 338,6 | 199,0 | 12,0 | 6,7 | 207,3 | 93,0 |
| Total des réserves prouvées | 2 727,4 | 2 358,7 | 708,8 | 624,2 | 362,3 | 257,8 | 1 107,3 | 871,4 | 18,8 | 11,7 | 4 001,8 | 3 397,6 |
| Probables | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 552,7 | 480,0 | — | — | — | — | — | — | — | — | 552,7 | 480,0 |
| In situ | 1 271,9 | 1 114,5 | 693,9 | 566,0 | — | — | — | — | — | — | 1 965,8 | 1 680,5 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 275,3 | 197,1 | — | — | — | — | 275,3 | 197,1 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 5,0 | 4,3 | 227,4 | 197,1 | 2,3 | 1,6 | 45,2 | 38,8 |
| Total — Canada | 1 824,6 | 1 594,5 | 693,9 | 566,0 | 280,3 | 201,4 | 227,4 | 197,1 | 2,3 | 1,6 | 2 839,0 | 2 396,4 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 35,6 | 35,6 | 2,9 | 2,9 | 0,1 | 0,1 | 36,2 | 36,2 |
| Autres — International | — | — | — | — | 104,5 | 37,7 | 401,4 | 157,0 | 14,4 | 6,6 | 185,8 | 70,5 |
| Total des réserves probables | 1 824,6 | 1 594,5 | 693,9 | 566,0 | 420,4 | 274,7 | 631,7 | 357,0 | 16,8 | 8,3 | 3 061,0 | 2 503,1 |

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ (suite)
 au 31 décembre 2011
 (prix et coûts constants)

| | PBS | | Bitume | | Pétrole léger et moyen | | Gaz naturel | | LGN | | Total | |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------------|--------------|------------------|------------------|-------------|-------------|----------------|----------------|
| | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes |
| | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Gpi ³ | Gpi ³ | Mb | Mb | Mbep | Mbep |
| Prouvées et probables | | | | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 575,2 | 2 198,2 | — | — | — | — | — | — | — | — | 2 575,2 | 2 198,2 |
| In situ | 1 976,8 | 1 755,0 | 1 402,7 | 1 190,2 | — | — | — | — | — | — | 3 379,5 | 2 945,2 |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | 350,0 | 254,5 | — | — | — | — | 350,0 | 254,5 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | 16,5 | 14,3 | 989,0 | 862,4 | 8,6 | 6,1 | 189,9 | 164,2 |
| Total — Canada | 4 552,0 | 3 953,2 | 1 402,7 | 1 190,2 | 366,5 | 268,8 | 989,0 | 862,4 | 8,6 | 6,1 | 6 494,6 | 5 562,1 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | 172,9 | 172,9 | 10,0 | 10,0 | 0,6 | 0,6 | 175,1 | 175,1 |
| Autres — International | — | — | — | — | 243,3 | 90,8 | 740,0 | 356,0 | 26,4 | 13,3 | 393,1 | 163,5 |
| Total des réserves prouvées et probables | 4 552,0 | 3 953,2 | 1 402,7 | 1 190,2 | 782,7 | 532,5 | 1 739,0 | 1 228,4 | 35,6 | 20,0 | 7 062,8 | 5 900,7 |

Voir les notes (1) à (3) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.

Variation des réserves brutes de pétrole⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
 au 31 décembre 2011
 (prix et coûts prévisionnels)

| | PBS | | | Bitume | | | Pétrole léger et moyen | | |
|---|----------------|----------------|-----------------------|--------------|------------------|-----------------------|------------------------|---------------|-----------------------|
| | Prouvées | Probables | Prouvées et probables | Prouvées | Probables | Prouvées et probables | Prouvées | Probables | Prouvées et probables |
| | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb |
| 31 décembre 2010 | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 084,3 | 541,3 | 2 625,8 | — | 36,7 | 36,7 | — | — | — |
| In situ | 821,6 | 461,5 | 1 283,1 | 397,3 | 1 849,9 | 2 247,2 | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | 80,8 | 148,7 | 229,5 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | 10,5 | 6,5 | 17,0 |
| Total — Canada | 2 905,9 | 1 003,0 | 3 908,9 | 397,3 | 1 886,6 | 2 283,9 | 91,3 | 155,2 | 246,5 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | 117,9 | 57,4 | 175,3 |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | 140,5 | 100,7 | 241,2 |
| Total | 2 905,9 | 1 003,0 | 3 908,9 | 397,3 | 1 886,6 | 2 283,9 | 349,7 | 313,3 | 663,0 |
| Extensions et récupération améliorée⁽⁴⁾ | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | 93,8 | (93,8) | — | 87,1 | (87,1) | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | 2,2 | 143,7 | 145,9 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | 1,3 | (0,4) | 0,9 |
| Total — Canada | 93,8 | (93,8) | — | 87,1 | (87,1) | — | 3,5 | 143,3 | 146,8 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | 1,2 | 1,5 | 2,7 |
| Total | 93,8 | (93,8) | — | 87,1 | (87,1) | — | 4,7 | 144,8 | 149,5 |
| Révisions techniques⁽⁵⁾ | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 33,8 | 11,2 | 45,0 | — | (36,7) | (36,7) | — | — | — |
| In situ ⁽⁶⁾ | (191,3) | 904,2 | 712,9 | 233,2 | (1 068,9) | (835,7) | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | 15,7 | (17,1) | (1,4) |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | 0,6 | (1,1) | (0,5) |
| Total — Canada | (157,5) | 915,4 | 757,9 | 233,2 | (1 105,6) | (872,4) | 16,3 | (18,2) | (1,9) |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | 26,3 | (25,8) | 0,5 |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | 1,8 | 2,8 | 4,6 |
| Total | (157,5) | 915,4 | 757,9 | 233,2 | (1 105,6) | (872,4) | 44,4 | (41,2) | 3,2 |
| Découvertes⁽⁶⁾ | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total — Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | 24,6 | 13,8 | 38,4 |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total | — | — | — | — | — | — | 24,6 | 13,8 | 38,4 |

Voir les notes (1) à (8) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants sur les volumes indiqués dans ce tableau.

Variation des réserves brutes de pétrole⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ (suite)
au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels)

| | PBS | | | Bitume | | | Pétrole léger et moyen | | |
|---|----------------|----------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|------------------------|--------------|-----------------------|
| | Prouvées | Probables | Prouvées et probables | Prouvées | Probables | Prouvées et probables | Prouvées | Probables | Prouvées et probables |
| | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb | Mb |
| Acquisitions | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total — Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Aliénations | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total — Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | (15,7) | (9,4) | (25,1) |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total | — | — | — | — | — | — | (15,7) | (9,4) | (25,1) |
| Facteurs économiques⁽⁷⁾ | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total — Canada | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Total | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Production | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | (95,6) | — | (95,6) | — | — | — | — | — | — |
| In situ | (19,2) | — | (19,2) | (8,8) | — | (8,8) | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | (24,0) | — | (24,0) |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | (0,9) | — | (0,9) |
| Total — Canada | (114,8) | — | (114,8) | (8,8) | — | (8,8) | (24,9) | — | (24,9) |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | (16,9) | — | (16,9) |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | (5,1) | — | (5,1) |
| Total | (114,8) | — | (114,8) | (8,8) | — | (8,8) | (46,9) | — | (46,9) |
| 31 décembre 2011 | | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 022,5 | 552,7 | 2 575,2 | — | — | — | — | — | — |
| In situ | 704,9 | 1 271,9 | 1 976,8 | 708,8 | 693,9 | 1 402,7 | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | 74,7 | 275,3 | 350,0 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — | 11,5 | 5,0 | 16,5 |
| Total — Canada | 2 727,4 | 1 824,6 | 4 552,0 | 708,8 | 693,9 | 1 402,7 | 86,2 | 280,3 | 366,5 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — | 136,2 | 36,0 | 172,2 |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — | 138,4 | 105,0 | 243,4 |
| Total | 2 727,4 | 1 824,6 | 4 552,0 | 708,8 | 693,9 | 1 402,7 | 360,8 | 421,3 | 782,1 |

Voir les notes (1) à (8) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants sur les volumes indiqués dans ce tableau.

Variation des réserves de gaz naturel et de LGN⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
 au 31 décembre 2011
 (prix et coûts prévisionnels)

| | Gaz naturel | | | LGN | | |
|---|------------------|------------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|
| | Prouvées | Probables | Prouvées et probables | Prouvées | Probables | Prouvées et probables |
| | Gpi ³ | Gpi ³ | Gpi ³ | Mb | Mb | Mb |
| 31 décembre 2010 | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | 1 113,2 | 373,9 | 1 487,1 | 8,0 | 3,4 | 11,4 |
| Mer du Nord | 11,5 | 4,4 | 15,9 | 0,8 | 0,3 | 1,1 |
| Autres — International | 251,1 | 281,1 | 532,2 | 7,9 | 9,2 | 17,1 |
| Total | 1 375,8 | 659,4 | 2 035,2 | 16,7 | 12,9 | 29,6 |
| Extensions et récupération améliorée⁽⁴⁾ | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | 5,1 | 11,1 | 16,2 | 0,1 | — | 0,1 |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — |
| Total | 5,1 | 11,1 | 16,2 | 0,1 | — | 0,1 |
| Révisions techniques⁽⁵⁾ | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | 41,4 | (1,0) | 40,4 | 0,2 | (0,3) | (0,1) |
| Mer du Nord | (0,1) | (2,3) | (2,4) | — | (0,2) | (0,2) |
| Autres — International | 114,7 | 125,3 | 240,0 | 5,4 | 5,3 | 10,7 |
| Total | 156,0 | 122,0 | 278,0 | 5,6 | 4,8 | 10,4 |
| Découvertes⁽⁶⁾ | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | — | — | — | — |
| Mer du Nord | 1,5 | 1,2 | 2,7 | — | — | — |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — |
| Total | 1,5 | 1,2 | 2,7 | — | — | — |
| Acquisitions | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | 0,2 | — | 0,2 | — | — | — |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — |
| Total | 0,2 | — | 0,2 | — | — | — |
| Aliénations | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | (55,6) | (31,5) | (87,1) | (0,6) | (0,2) | (0,8) |
| Mer du Nord | (4,0) | (0,4) | (4,4) | (0,2) | — | (0,2) |
| Autres — International | — | — | — | — | — | — |
| Total | (59,6) | (31,9) | (91,5) | (0,8) | (0,2) | (1,0) |
| Facteurs économiques⁽⁷⁾ | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | (52,2) | (32,1) | (84,3) | (0,1) | — | (0,1) |
| Mer du Nord | — | — | — | — | — | — |
| Autres — International | (2,1) | (0,9) | (3,0) | (0,1) | — | (0,1) |
| Total | (54,3) | (33,0) | (87,3) | (0,2) | — | (0,2) |
| Production | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | (127,2) | — | (127,2) | (1,0) | — | (1,0) |
| Mer du Nord | (1,8) | — | (1,8) | (0,1) | — | (0,1) |
| Autres — International | (29,2) | — | (29,2) | (1,3) | — | (1,3) |
| Total | (158,2) | — | (158,2) | (2,4) | — | (2,4) |
| 31 décembre 2011 | | | | | | |
| Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord | 924,9 | 320,4 | 1 245,3 | 6,6 | 2,9 | 9,5 |
| Mer du Nord | 7,1 | 2,9 | 10,0 | 0,5 | 0,1 | 0,6 |
| Autres — International | 334,5 | 405,5 | 740,0 | 11,9 | 14,5 | 26,4 |
| Total | 1 266,5 | 728,8 | 1 995,3 | 19,0 | 17,5 | 36,5 |

Voir les notes (1) à (8) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants sur les volumes indiqués dans ce tableau.

Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves au 31 décembre 2011

- (1) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations effectuées par les évaluateurs en date du 31 décembre 2011.
- (2) Voir « Notes concernant les tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs » pour obtenir de plus amples renseignements concernant les prix et coûts prévisionnels et constants.
- (3) Les réserves indiquées aux lignes « Autres – International », ce qui comprend celles ayant trait aux exploitations en Libye et en Syrie, comprennent les quantités de pétrole brut et de gaz naturel qui devraient être produites aux termes de CPP, lesquels prévoient une participation de la Société aux risques et aux récompenses en amont, mais ne transfèrent pas le titre de propriété des produits à la Société. Aux termes de ces CPP, les réserves prouvées et probables nettes ont été déterminées à l'aide de la méthode des intérêts financiers. Voir « Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves ».
- (4) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Extensions et récupération améliorée » s'ajoutent aux réserves provenant du forage d'extension, du forage intercalaire et de la mise en œuvre de programmes de récupération améliorée.
- (5) Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures, à la hausse ou à la baisse, qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées.
- (6) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Découvertes » s'ajoutent aux réserves dans les réservoirs à l'égard desquels aucune réserve n'avait été homologuée précédemment.
- (7) Les facteurs économiques désignent les changements attribuables à la fixation des prix des produits.
- (8) Les révisions techniques pour les réserves probables « In situ » comprenaient une grande augmentation des réserves probables de PBS et une grande diminution des réserves probables de bitume en raison de la formulation d'une hypothèse selon laquelle la capacité de valorisation de la Société exigera une quantité beaucoup plus grande de bitume des actifs du secteur In situ une fois que les réserves du secteur Exploitation minière auront été épuisées.

Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves

Dans les tableaux présentés ci-dessus et partout ailleurs dans la présente notice annuelle, les définitions et autres notes qui suivent s'appliquent :

« **brut(e)** » désigne :

- a) en ce qui concerne la participation de Suncor à la production, aux réserves et aux ressources éventuelles, la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor;
- b) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels Suncor a une participation directe;
- c) en ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels Suncor a une participation.

« **net(te)** » désigne :

- a) en ce qui concerne la participation de Suncor à la production, aux réserves et aux ressources éventuelles, la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de Suncor sur la production, les réserves ou les ressources éventuelles;
- b) en ce qui concerne la participation de Suncor dans des puits, le nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de Suncor dans chacun de ses puits bruts;
- c) en ce qui concerne la participation de Suncor dans un terrain, la superficie totale sur laquelle Suncor a une participation, multipliée par la participation directe détenue par Suncor.

Catégories de réserves

Les estimations des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel sont fondées sur les définitions et les lignes directrices contenues dans le manuel COGE. Le texte qui suit contient un résumé des définitions qu'il contient. Les réserves de pétrole brut synthétique comprennent les volumes des ventes de diesel de Suncor.

Les « réserves » sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à une date donnée, en fonction de l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie, de l'utilisation de la technologie connue et des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées.

Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations :

« **réserves prouvées** » désignent les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives;

« **réserves probables** » désignent les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à 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;

On trouvera dans le manuel COGE d'autres critères s'appliquant au classement des réserves.

Chacune des principales catégories de réserves (prouvées et probables) peut être subdivisée en deux, selon que les réserves sont développées ou non développées :

« **réserves développées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise (i) de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits) ou (ii) de matériel et d'infrastructures d'extraction actuels qui sont fonctionnels au moment de l'estimation des réserves si l'extraction n'est pas effectuée au moyen d'un puits. Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

a) « **réserves développées exploitées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable;

b) « **réserves développées inexploitées** » désignent les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

« **réserves non développées** » désignent 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, ou probables) à laquelle elles sont attribuées.

Dans les gisements multipuits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories réserves développées et réserves non développées ou de subdiviser les réserves développées du gisement en réserves développées exploitées et réserves développées inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'évaluateur des réserves qui seront récupérées des puits particuliers, sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, développement ou production.

Dans le cadre de la **méthode des intérêts financiers** utilisée pour les CPP, la quote-part de l'entrepreneur (soit Suncor) des profits, majorée du recouvrement des coûts, est divisée par la prévision des prix du pétrole ou du gaz naturel connexe afin de déterminer les droits de l'entrepreneur sur le volume net ou les **droits aux réserves**. Les droits aux réserves sont ensuite rajustés afin de comprendre les réserves se rapportant aux impôts sur le revenu à payer. Conformément à cette méthode, les réserves déclarées augmenteront avec la diminution des prix des produits de base (et vice-versa) puisque le nombre de barils nécessaires pour récupérer les coûts varie en fonction des prix courants des produits de base.

Niveaux de certitude à l'égard des réserves présentées

Les niveaux de certitude qualitatifs auxquels font référence les définitions données ci-dessus s'appliquent aux « entités de réserves individuelles », qui s'entendent du niveau le plus bas auquel les calculs de réserves sont effectués, et aux « réserves présentées », qui s'entendent de la somme au niveau le plus élevé d'estimations d'entités individuelles pour laquelle les estimations de réserves sont présentées. Les réserves présentées devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- a) il existe une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives;
- b) il existe une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Une mesure qualitative des niveaux de certitude se rattachant aux estimations établies pour les diverses catégories de réserves est souhaitable pour mieux comprendre les risques et incertitudes s'y rattachant. Cependant, la majorité des estimations de réserves sont effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application de méthodes probabilistes ou déterministes. On trouvera des explications supplémentaires sur les niveaux de certitude se rattachant aux estimations de réserves et sur l'effet de la totalisation dans le manuel COGE.

Tableaux et notes concernant les produits des activités ordinaires nets futurs

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts
au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels)

| | (en M \$, calculée au taux d'actualisation de %/an) | | | | | Valeur unitaire ⁽¹⁾ |
|---|---|----------------|---------------|---------------|---------------|--------------------------------|
| | 0 % | 5 % | 10 % | 15 % | 20 % | \$/bep |
| Prouvées développées exploitées | | | | | | |
| Exploitation minière | 65 036 | 40 083 | 27 354 | 20 207 | 15 843 | 15,88 |
| In situ | 7 694 | 6 467 | 5 546 | 4 835 | 4 275 | 24,06 |
| Côte Est du Canada | 1 959 | 1 774 | 1 617 | 1 487 | 1 381 | 42,38 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 3 026 | 2 136 | 1 657 | 1 361 | 1 158 | 12,89 |
| Total – Canada | 77 715 | 50 460 | 36 174 | 27 890 | 22 657 | 17,07 |
| Mer du Nord | 6 469 | 5 636 | 5 016 | 4 542 | 4 167 | 69,33 |
| Autres – International | 3 235 | 2 368 | 1 862 | 1 534 | 1 306 | 52,12 |
| Total des réserves prouvées développées exploitées | 87 419 | 58 464 | 43 052 | 33 966 | 28 130 | 19,33 |
| Prouvées développées inexploitées | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 65 | 46 | 34 | 26 | 19 | 6,34 |
| Total – Canada | 65 | 46 | 34 | 26 | 19 | 6,34 |
| Mer du Nord | 1 707 | 1 293 | 1 033 | 858 | 735 | 47,76 |
| Autres – International | 3 797 | 2 783 | 2 145 | 1 718 | 1 416 | 38,46 |
| Total des réserves prouvées développées inexploitées | 5 569 | 4 122 | 3 212 | 2 602 | 2 170 | 38,80 |
| Prouvées non développées | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — |
| In situ | 23 112 | 10 338 | 4 649 | 1 928 | 543 | 4,64 |
| Côte Est du Canada | 1 070 | 742 | 542 | 410 | 316 | 26,15 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 167 | 92 | 49 | 22 | 7 | 3,91 |
| Total – Canada | 24 349 | 11 172 | 5 240 | 2 360 | 866 | 5,06 |
| Mer du Nord | 2 629 | 1 860 | 1 338 | 972 | 706 | 30,55 |
| Autres – International | 135 | 91 | 62 | 43 | 29 | 25,88 |
| Total des réserves prouvées non développées | 27 113 | 13 123 | 6 640 | 3 375 | 1 601 | 6,14 |
| Prouvées | | | | | | |
| Exploitation minière | 65 036 | 40 083 | 27 354 | 20 207 | 15 843 | 15,88 |
| In situ | 30 806 | 16 805 | 10 195 | 6 763 | 4 819 | 8,27 |
| Côte Est du Canada | 3 029 | 2 516 | 2 159 | 1 897 | 1 696 | 36,67 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 3 258 | 2 274 | 1 740 | 1 409 | 1 184 | 11,88 |
| Total – Canada | 102 129 | 61 678 | 41 448 | 30 276 | 23 542 | 13,11 |
| Mer du Nord | 10 805 | 8 789 | 7 387 | 6 372 | 5 608 | 53,61 |
| Autres – International | 7 167 | 5 242 | 4 069 | 3 295 | 2 751 | 43,33 |
| Total des réserves prouvées | 120 101 | 75 709 | 52 904 | 39 943 | 31 901 | 15,60 |
| Probables | | | | | | |
| Exploitation minière | 28 852 | 9 564 | 4 403 | 2 563 | 1 755 | 9,21 |
| In situ | 70 038 | 19 720 | 7 052 | 3 055 | 1 503 | 4,37 |
| Côte Est du Canada | 15 139 | 8 910 | 5 745 | 3 957 | 2 867 | 28,58 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 1 350 | 666 | 386 | 245 | 165 | 7,65 |
| Total – Canada | 115 379 | 38 860 | 17 586 | 9 820 | 6 290 | 7,51 |
| Mer du Nord | 3 347 | 2 265 | 1 639 | 1 247 | 987 | 44,67 |
| Autres – International | 6 257 | 3 468 | 2 126 | 1 406 | 983 | 28,19 |
| Total des réserves probables | 124 983 | 44 593 | 21 351 | 12 473 | 8 260 | 8,70 |
| Prouvées et probables | | | | | | |
| Exploitation minière | 93 888 | 49 647 | 31 757 | 22 770 | 17 598 | 14,43 |
| In situ | 100 844 | 36 525 | 17 247 | 9 818 | 6 322 | 6,06 |
| Côte Est du Canada | 18 168 | 11 426 | 7 904 | 5 854 | 4 563 | 30,41 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 4 608 | 2 940 | 2 126 | 1 654 | 1 349 | 10,80 |
| Total – Canada | 217 508 | 100 538 | 59 034 | 40 096 | 29 832 | 10,73 |
| Mer du Nord | 14 152 | 11 054 | 9 026 | 7 619 | 6 595 | 51,73 |
| Autres – International | 13 424 | 8 710 | 6 195 | 4 701 | 3 734 | 36,59 |
| Total des réserves prouvées et probables | 245 084 | 120 302 | 74 255 | 52 416 | 40 161 | 12,70 |

(1) Les valeurs unitaires correspondent aux produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts, sont actualisées à un taux de 10 % et sont fondées sur les réserves nettes.

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts
au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels)

| | (en M \$, calculée au taux d'actualisation de %/an) | | | | |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 0 % | 5 % | 10 % | 15 % | 20 % |
| Prouvées développées exploitées | | | | | |
| Exploitation minière | 49 438 | 30 108 | 20 375 | 14 962 | 11 681 |
| In situ | 6 845 | 5 746 | 4 925 | 4 295 | 3 801 |
| Côte Est du Canada | 1 486 | 1 377 | 1 243 | 1 138 | 1 052 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 2 470 | 1 754 | 1 369 | 1 128 | 963 |
| Total – Canada | 60 239 | 38 985 | 27 912 | 21 523 | 17 497 |
| Mer du Nord | 2 086 | 1 850 | 1 663 | 1 515 | 1 397 |
| Autres – International | 1 132 | 842 | 671 | 561 | 483 |
| Total des réserves prouvées développées exploitées | 63 457 | 41 677 | 30 246 | 23 599 | 19 377 |
| Prouvées développées inexploitées | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 48 | 33 | 23 | 16 | 12 |
| Total – Canada | 48 | 33 | 23 | 16 | 12 |
| Mer du Nord | 659 | 506 | 411 | 348 | 303 |
| Autres – International | 2 360 | 1 775 | 1 396 | 1 135 | 947 |
| Total des réserves prouvées développées inexploitées | 3 067 | 2 314 | 1 830 | 1 499 | 1 262 |
| Prouvées non développées | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — |
| In situ | 16 996 | 7 154 | 2 851 | 839 | (156) |
| Côte Est du Canada | 790 | 515 | 376 | 279 | 208 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 124 | 63 | 28 | 8 | (4) |
| Total – Canada | 17 910 | 7 732 | 3 255 | 1 126 | 48 |
| Mer du Nord | 1 010 | 731 | 537 | 397 | 293 |
| Autres – International | 58 | 40 | 28 | 19 | 13 |
| Total des réserves prouvées non développées | 18 978 | 8 503 | 3 820 | 1 542 | 354 |
| Prouvées | | | | | |
| Exploitation minière | 49 438 | 30 108 | 20 375 | 14 962 | 11 681 |
| In situ | 23 841 | 12 900 | 7 776 | 5 134 | 3 645 |
| Côte Est du Canada | 2 276 | 1 892 | 1 619 | 1 417 | 1 260 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 2 642 | 1 850 | 1 420 | 1 152 | 971 |
| Total – Canada | 78 197 | 46 750 | 31 190 | 22 665 | 17 557 |
| Mer du Nord | 3 755 | 3 087 | 2 611 | 2 260 | 1 993 |
| Autres – International | 3 550 | 2 657 | 2 095 | 1 715 | 1 443 |
| Total des réserves prouvées | 85 502 | 52 494 | 35 896 | 26 640 | 20 993 |
| Probables | | | | | |
| Exploitation minière | 22 121 | 7 194 | 3 232 | 1 843 | 1 246 |
| In situ | 51 925 | 14 182 | 4 837 | 1 932 | 823 |
| Côte Est du Canada | 11 081 | 6 063 | 3 932 | 2 676 | 1 893 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 1 007 | 493 | 280 | 173 | 113 |
| Total – Canada | 86 134 | 27 932 | 12 281 | 6 624 | 4 075 |
| Mer du Nord | 1 284 | 885 | 651 | 504 | 405 |
| Autres – International | 2 911 | 1 566 | 934 | 601 | 410 |
| Total des réserves probables | 90 329 | 30 383 | 13 866 | 7 729 | 4 890 |
| Prouvées et probables | | | | | |
| Exploitation minière | 71 559 | 37 302 | 23 607 | 16 805 | 12 927 |
| In situ | 75 766 | 27 082 | 12 613 | 7 066 | 4 468 |
| Côte Est du Canada | 13 357 | 7 955 | 5 551 | 4 093 | 3 153 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 3 649 | 2 343 | 1 700 | 1 325 | 1 084 |
| Total – Canada | 164 331 | 74 682 | 43 471 | 29 289 | 21 632 |
| Mer du Nord | 5 039 | 3 972 | 3 262 | 2 764 | 2 398 |
| Autres – International | 6 461 | 4 223 | 3 029 | 2 316 | 1 853 |
| Total des réserves prouvées et probables | 175 831 | 82 877 | 49 762 | 34 369 | 25 883 |

Total des produits des activités ordinaires nets futurs (suite)
au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels)

| (non actualisés en M\$) | Produits des activités ordinaires | Redevances | Coûts opérationnels | Frais de développement | Frais d'abandon | Produits des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôts futurs | Charges d'impôt futurs | Produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôts futurs |
|---|-----------------------------------|---------------|---------------------|------------------------|-----------------|---|------------------------|---|
| Prouvées développées exploitées | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 223 537 | 33 649 | 88 270 | 36 582 | — | 65 036 | 15 598 | 49 438 |
| In situ | 23 124 | 1 701 | 10 809 | 2 843 | 77 | 7 694 | 849 | 6 845 |
| Côte Est du Canada | 5 009 | 1 038 | 1 305 | 448 | 259 | 1 959 | 473 | 1 486 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 6 719 | 897 | 2 639 | 14 | 143 | 3 026 | 556 | 2 470 |
| Total – Canada | 258 389 | 37 285 | 103 023 | 39 887 | 479 | 77 715 | 17 476 | 60 239 |
| Mer du Nord | 7 550 | — | 935 | 66 | 80 | 6 469 | 4 383 | 2 086 |
| Autres – International | 3 868 | — | 441 | 180 | 12 | 3 235 | 2 103 | 1 132 |
| Total des réserves prouvées développées exploitées | 269 807 | 37 285 | 104 399 | 40 133 | 571 | 87 419 | 23 962 | 63 457 |
| Prouvées développées inexploitées | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Côte Est du Canada | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 237 | 42 | 107 | 21 | 2 | 65 | 17 | 48 |
| Total – Canada | 237 | 42 | 107 | 21 | 2 | 65 | 17 | 48 |
| Mer du Nord | 2 342 | — | 629 | — | 6 | 1 707 | 1 048 | 659 |
| Autres – International | 5 835 | 749 | 1 205 | 80 | 4 | 3 797 | 1 437 | 2 360 |
| Total des réserves prouvées développées inexploitées | 8 414 | 791 | 1 941 | 101 | 12 | 5 569 | 2 502 | 3 067 |
| Prouvées non développées | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | 108 481 | 15 527 | 41 702 | 27 597 | 543 | 23 112 | 6 116 | 16 996 |
| Côte Est du Canada | 2 833 | 624 | 604 | 506 | 29 | 1 070 | 280 | 790 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 515 | 36 | 127 | 168 | 17 | 167 | 43 | 124 |
| Total – Canada | 111 829 | 16 187 | 42 433 | 28 271 | 589 | 24 349 | 6 439 | 17 910 |
| Mer du Nord | 4 585 | — | 960 | 959 | 37 | 2 629 | 1 619 | 1 010 |
| Autres – International | 277 | 24 | 54 | 63 | 1 | 135 | 77 | 58 |
| Total des réserves prouvées non développées | 116 691 | 16 211 | 43 447 | 29 293 | 627 | 27 113 | 8 135 | 18 978 |
| Prouvées | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 223 537 | 33 649 | 88 270 | 36 582 | — | 65 036 | 15 598 | 49 438 |
| In situ | 131 605 | 17 228 | 52 511 | 30 440 | 620 | 30 806 | 6 965 | 23 841 |
| Côte Est du Canada | 7 842 | 1 662 | 1 909 | 954 | 288 | 3 029 | 753 | 2 276 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 7 471 | 975 | 2 873 | 203 | 162 | 3 258 | 616 | 2 642 |
| Total – Canada | 370 455 | 53 514 | 145 563 | 68 179 | 1 070 | 102 129 | 23 932 | 78 197 |
| Mer du Nord | 14 477 | — | 2 524 | 1 025 | 123 | 10 805 | 7 050 | 3 755 |
| Autres – International | 9 980 | 773 | 1 700 | 323 | 17 | 7 167 | 3 617 | 3 550 |
| Total des réserves prouvées | 394 912 | 54 287 | 149 787 | 69 527 | 1 210 | 120 101 | 34 599 | 85 502 |

| (non actualisés en M\$) | Produits des activités ordinaires | Redevances | Coûts opérationnels | Frais de développement | Frais d'abandon | Produits des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôts futurs | Charges d'impôt futurs | Produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôts futurs |
|---|-----------------------------------|----------------|---------------------|------------------------|-----------------|---|------------------------|---|
| Probables | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 80 974 | 11 289 | 29 877 | 10 956 | — | 28 852 | 6 731 | 22 121 |
| In situ | 259 749 | 46 872 | 90 543 | 51 537 | 759 | 70 038 | 18 113 | 51 925 |
| Côte Est du Canada | 29 175 | 7 906 | 3 349 | 2 632 | 149 | 15 139 | 4 058 | 11 081 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 3 377 | 498 | 1 329 | 177 | 23 | 1 350 | 343 | 1 007 |
| Total – Canada | 373 275 | 66 565 | 125 098 | 65 302 | 931 | 115 379 | 29 245 | 86 134 |
| Mer du Nord | 4 047 | — | 597 | 86 | 17 | 3 347 | 2 063 | 1 284 |
| Autres – International | 9 167 | 1 113 | 1 313 | 481 | 3 | 6 257 | 3 346 | 2 911 |
| Total des réserves probables | 386 489 | 67 678 | 127 008 | 65 889 | 951 | 124 983 | 34 654 | 90 329 |
| Prouvées et probables | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 304 511 | 44 938 | 118 147 | 47 538 | — | 93 888 | 22 329 | 71 559 |
| In situ | 391 354 | 64 100 | 143 054 | 81 977 | 1 379 | 100 844 | 25 078 | 75 766 |
| Côte Est du Canada | 37 017 | 9 568 | 5 258 | 3 586 | 437 | 18 168 | 4 811 | 13 357 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 10 848 | 1 473 | 4 202 | 380 | 185 | 4 608 | 959 | 3 649 |
| Total – Canada | 743 730 | 120 079 | 270 661 | 133 481 | 2 001 | 217 508 | 53 177 | 164 331 |
| Mer du Nord | 18 524 | — | 3 121 | 1 111 | 140 | 14 152 | 9 113 | 5 039 |
| Autres – International | 19 147 | 1 886 | 3 013 | 804 | 20 | 13 424 | 6 963 | 6 461 |
| Total des réserves prouvées et probables | 781 401 | 121 965 | 276 795 | 135 396 | 2 161 | 245 084 | 69 253 | 175 831 |

Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production
 au 31 décembre 2011
 (prix et coûts prévisionnels)

| (avant impôts, actualisés au taux annuel de 10 %) | | |
|---|---------------|-----------------------|
| | M\$ | \$/bep ⁽¹⁾ |
| Prouvées exploitées | | |
| Non classiques – Exploitation minière | 27 354 | 15,88 |
| Non classiques – In situ | 5 546 | 24,06 |
| Total des activités non classiques ⁽²⁾ | 32 900 | 16,85 |
| Pétrole léger et moyen ⁽³⁾ | 8 822 | 56,02 |
| Gaz naturel ⁽⁴⁾ | 1 330 | 11,34 |
| Total des réserves prouvées | 43 052 | 19,33 |
| Prouvées | | |
| Non classiques – Exploitation minière | 27 354 | 15,88 |
| Non classiques – In situ | 10 195 | 8,27 |
| Total des activités non classiques ⁽²⁾ | 37 549 | 12,71 |
| Pétrole léger et moyen ⁽³⁾ | 12 466 | 47,95 |
| Gaz naturel ⁽⁴⁾ | 2 889 | 16,32 |
| Total des réserves prouvées | 52 904 | 15,60 |
| Prouvées et probables | | |
| Non classiques – Exploitation minière | 31 757 | 14,43 |
| Non classiques – In situ | 17 247 | 6,06 |
| Total des activités non classiques ⁽²⁾ | 49 004 | 9,71 |
| Pétrole léger et moyen ⁽³⁾ | 21 432 | 39,48 |
| Gaz naturel ⁽⁴⁾ | 3 819 | 14,82 |
| Total des réserves prouvées et probables | 74 255 | 12,70 |

(1) Les valeurs unitaires sont fondées sur les réserves nettes.

(2) Le total des activités non traditionnelles comprend le PBS et le bitume.

(3) Le pétrole léger et moyen comprend les sous-produits connexes, dont le gaz dissous et les LGN.

(4) Le gaz naturel comprend les sous-produits connexes, dont le pétrole et les LGN.

Notes concernant les tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs

Prix réalisés

Pour obtenir les prix réalisés par Suncor en 2011, voir la sous-rubrique « Production antérieure » de la présente rubrique « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz ».

Prix et coûts prévisionnels

Les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel et les autres principaux barèmes de prix de référence ainsi que les taux d'inflation et de change utilisés dans les rapports de GLJ et les rapports de Sproule sont établis d'après les prévisions de prix de GLJ datées du 1^{er} janvier 2012, comme il est indiqué ci-après. Dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels Suncor est liée par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts ont été intégrés dans les prix prévisionnels tels qu'ils ont été appliqués aux terrains visés. Les hypothèses de coûts et prix prévisionnels comprennent les augmentations des prix de vente à la tête du puits, tiennent compte de l'inflation en ce qui a trait aux frais d'exploitation et aux dépenses en immobilisations futurs et supposent que les lois et les règlements actuels continueront de s'appliquer. Les ajustements de prix se rapportant à des facteurs comme la qualité du produit et le transport ont été appliqués à chaque terrain visé dans les calculs des flux de trésorerie.

Les prix prévisionnels supposaient un taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien de 0,98, un taux de change du dollar canadien par rapport à l'euro de 1,35 et un taux de change du dollar canadien par rapport à la livre sterling de 1,60. Les coûts prévisionnels supposaient un taux d'inflation de 2 %, à l'exception des coûts pour l'exploitation minière, qui comprenaient un taux d'inflation de 4 % pour les exercices 2013 à 2015, un taux d'inflation de 3 % pour 2016 et un taux d'inflation de 2 % par la suite.

Prix et coûts constants

Pour permettre la comparaison avec les émetteurs qui sont tenus de communiquer les estimations des réserves en prix et en coûts constants conformément aux règles et aux règlements de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), Suncor présente également les estimations de réserves en prix et en coûts constants. Les prix

de référence utilisés aux fins de la présentation des estimations de réserves supplémentaires, établies au moyen de prix constants, sont également indiqués dans le tableau ci-après. Les prix sont fondés sur la moyenne arithmétique le premier jour de chacun des mois de 2011.

Les prix constants supposaient un taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain de 1,02, un taux de change du dollar canadien par rapport à l'euro de 1,38 et un taux de change du dollar canadien par rapport à la livre sterling de 1,58.

Prix utilisés dans les tableaux relatifs aux réserves⁽¹⁾

| Exercice | WTI ⁽²⁾ | WCS ⁽³⁾ | Pentanes ⁽⁴⁾ | AECO ⁽⁵⁾ | Pétrole | Brent ⁽⁷⁾ | PEN ⁽⁸⁾ | Gaz |
|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------------------|----------------------|--------------------|------------|
| | | | | | léger non corrosif ⁽⁶⁾ | | | |
| | \$ US/b | \$ CA/b | \$ CA/b | \$ CA/Mbtu | \$ CA/b | \$ US/b | \$ CA/Mbtu | \$ CA/Mbtu |
| Prix prévisionnels | | | | | | | | |
| 2012 | 97,00 | 81,61 | 107,76 | 3,49 | 97,96 | 105,00 | 9,32 | 3,29 |
| 2013 | 100,00 | 82,63 | 108,09 | 4,13 | 101,02 | 105,00 | 9,74 | 3,93 |
| 2014 | 100,00 | 82,63 | 105,06 | 4,59 | 101,02 | 102,00 | 9,91 | 4,39 |
| 2015 | 100,00 | 82,63 | 105,06 | 5,05 | 101,02 | 100,00 | 10,20 | 4,85 |
| 2016 | 100,00 | 82,63 | 105,06 | 5,51 | 101,02 | 100,00 | 10,20 | 5,31 |
| 2017 | 100,00 | 82,63 | 105,06 | 5,97 | 101,02 | 100,00 | 10,20 | 5,77 |
| 2018 | 101,35 | 83,75 | 106,49 | 6,21 | 102,40 | 101,35 | 10,34 | 6,01 |
| 2019 | 103,38 | 85,44 | 108,65 | 6,33 | 104,47 | 103,38 | 10,55 | 6,13 |
| 2020 | 105,45 | 87,16 | 110,84 | 6,46 | 106,58 | 105,45 | 10,76 | 6,26 |
| 2021 | 107,56 | 88,92 | 113,08 | 6,58 | 108,73 | 107,56 | 10,98 | 6,38 |
| 2022+ | +2,0 %/an | +2,0 %/an | +2,0 %/an | +2,0 %/an | +2,0 %/an | +2,0 %/an | +2,0 %/an | +2,0 %/an |
| Prix constants | \$ US/b | \$ CA/b | \$ CA/b | \$ CA/Mbtu | \$ CA/b | \$ US/b | \$ CA/Mbtu | \$ CA/Mbtu |
| Tous les exercices | 96,19 | 78,81 | 105,28 | 3,71 | 96,04 | 111,85 | 9,43 | 3,32 |

- (1) Tous les prix tirés de la prévision de GLJ ont été rajustés pour tenir compte des écarts de qualité et des frais de transport applicables au groupe de produits spécifique ainsi qu'au pays ou à la région de production.
- (2) Pétrole brut WTI à Cushing (Oklahoma) à la NYMEX. Prix utilisé pour déterminer les réserves de PBS comprises dans les réserves « In situ » et « Exploitation minière ».
- (3) Pétrole WCS à Hardisty (Alberta). Prix utilisé pour déterminer les réserves de bitume comprises dans les réserves « In situ ».
- (4) Edmonton pentanes plus. Prix utilisé pour déterminer le coût du diluant associé aux réserves de bitume comprises dans les réserves « In situ ». Un ratio bitume/diluant d'environ 2:1 a été utilisé. Prix également utilisé pour déterminer certaines réserves de LGN.
- (5) Prix du gaz naturel à AECO. Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel (principalement en Alberta) comprises dans les réserves « Activités terrestres en Amérique du Nord ». Prix également utilisé pour déterminer les coûts du gaz naturel utilisé dans la production de PBS et les réserves de bitume.
- (6) Pétrole brut non corrosif léger (40 API, 0,3 % de soufre) à Edmonton (Alberta). Prix utilisé pour déterminer les réserves de pétrole léger et moyen comprises dans les réserves « Activités terrestres en Amérique du Nord ».
- (7) Mélange pétrole brut Brent FOB mer du Nord. Prix utilisé pour déterminer les réserves de pétrole léger et moyen comprises dans les réserves « Côte Est du Canada », réserves « Mer du Nord » et réserves « Autres – International ».
- (8) Point d'équilibre national (R.-U.). Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel comprises dans les réserves « Mer du Nord » et « Autres – International ».
- (9) Prix du gaz naturel à Westcoast Station 2 (C.-B.). Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel (principalement en C.-B.) comprises dans les réserves « Activités terrestres en Amérique du Nord ».

Communication des valeurs actualisées nettes après impôts des produits des activités ordinaires nets futurs

Les valeurs présentées dans le tableau « Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts » reflètent le fardeau fiscal des actifs à l'échelle des actifs spécifiquement (pour les secteurs Exploitation minière, In situ et Côte Est du Canada) ou pour un secteur commercial ou une personne morale (pour les secteurs Mer du Nord et Activités terrestres en Amérique du Nord) en fonction des catégories associées à ce secteur commercial ou à cette personne morale. L'impôt sur le revenu pour les actifs du secteur « Autres — International » est déterminé en fonction de leur CPP respectif. La structure de société de Suncor aux fins de l'impôt sur le revenu et de la panification fiscale n'a pas été considérée de sorte que la valeur totale aux fins l'impôt sur le revenu présentée dans le tableau pourrait ne pas fournir d'estimation de la valeur à l'échelle de la société, qui pourrait différer considérablement. Les états financiers consolidés audités 2011 et le rapport de gestion devraient être consultés pour obtenir plus d'information concernant l'impôt sur le revenu à l'échelle de la société.

Frais de développement futurs
 au 31 décembre 2011
 (prix et coûts prévisionnels)

| (M\$) | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | Reste | Total | Actualisés à 10 % |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------------|
| Prouvées | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 173 | 2 231 | 1 634 | 1 332 | 1 345 | 27 867 | 36 582 | 16 661 |
| In situ | 1 643 | 1 337 | 1 048 | 1 130 | 1 521 | 23 761 | 30 440 | 13 426 |
| Côte Est du Canada | 515 | 129 | 111 | 17 | 47 | 135 | 954 | 794 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 15 | 73 | 39 | 24 | 23 | 29 | 203 | 157 |
| Total – Canada | 4 346 | 3 770 | 2 832 | 2 503 | 2 936 | 51 792 | 68 179 | 31 038 |
| Mer du Nord | 406 | 318 | 183 | 77 | 41 | — | 1 025 | 899 |
| Autres – International | 118 | 132 | 47 | 11 | 10 | 5 | 323 | 282 |
| Total des réserves prouvées | 4 870 | 4 220 | 3 062 | 2 591 | 2 987 | 51 797 | 69 527 | 32 219 |
| Prouvées et probables | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 2 254 | 2 321 | 1 697 | 1 389 | 1 411 | 38 466 | 47 538 | 18 779 |
| In situ | 1 600 | 1 681 | 1 974 | 3 099 | 2 873 | 70 750 | 81 977 | 21 419 |
| Côte Est du Canada | 741 | 661 | 648 | 441 | 352 | 743 | 3 586 | 2 656 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 62 | 156 | 87 | 24 | 23 | 28 | 380 | 310 |
| Total – Canada | 4 657 | 4 819 | 4 406 | 4 953 | 4 659 | 109 987 | 133 481 | 43 164 |
| Mer du Nord | 406 | 318 | 213 | 102 | 72 | — | 1 111 | 963 |
| Autres – International | 118 | 283 | 111 | 106 | 106 | 80 | 804 | 632 |
| Total des réserves prouvées et probables | 5 181 | 5 420 | 4 730 | 5 161 | 4 837 | 110 067 | 135 396 | 44 759 |

Les frais de développement comprennent les frais associés aux réserves développées et aux réserves non développées. Les activités de développement d'importance pour 2012 devraient comprendre les suivantes :

- Pour « Exploitation minière », les frais de déplacement et de remplacement de trains à Syncrude ainsi que les coûts de nouvelles installations de gestion des résidus pour les Activités de base des Sables pétrolifères. Les autres frais de développement comprennent les dépenses en immobilisations de maintien, qui conservent les capacités de production aux facilités existantes et comprennent les coûts pour les entretiens majeurs, les catalyseurs, les remplacements des camions et des pelles et les remplacements de services publics, de routes et d'autres installations.
- Pour « In situ », les coûts des installations et des nouveaux puits pour l'expansion du stade 4 de Firebag et des nouveaux puits aux projets MacKay River et Firebag pour soutenir l'approvisionnement en bitume pour les installations de traitement centrales existantes.
- Pour « Côte Est du Canada », les frais pour le forage de développement à Terra Nova, White Rose et Hibernia, l'obtention de l'infrastructure sous-marine pour l'unité d'extension Hibernia Southern, les activités de résolution des problèmes relatifs au H₂S, le remplacement de la émerillon pour le PSD et d'autres activités d'entretien des installations portuaires à Terra Nova de même que les activités de développement initial pour Hebron.
- Pour « Mer du Nord », les frais pour le forage de développement et les mises à niveau des installations à Buzzard, y compris l'hébergement, la gestion du sable et la réinjection de l'eau produite de même que les activités de développement initial pour Golden Eagle.
- Pour « Activités terrestres en Amérique du Nord », les coûts pour le développement des champs Wilson Creek et Ferrier dans la formation pétrolière de Cardium.
- Pour « Autres – International », les coûts de mise à niveau et d'entretien des installations en Libye. En raison des sanctions visant la Syrie et de la suspension des activités dans ce pays, aucuns frais de développement n'ont été inclus pour 2012.

La direction estime à l'heure actuelle que l'encaisse existante, les flux de trésorerie générés à l'interne et les facilités de crédit existantes suffisent à financer les frais de développement futurs. Rien ne garantit que des fonds seront disponibles ou que Suncor allouera des fonds au développement de toutes les réserves attribuées indiquées dans les rapports de GLJ et dans les rapports de Sproule. L'omission de développer ces réserves aurait une incidence défavorable sur les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation.

Les intérêts ou les autres coûts du financement externe ne sont pas compris dans les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs et ils réduiraient les réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs dans une certaine mesure selon les sources de financement utilisées. Suncor ne prévoit pas que les intérêts ou les autres coûts du financement rendront le développement du terrain non rentable.

Frais d'abandon et de remise en état

La Société procède à un examen annuel de ses frais d'abandon et de remise en état puisqu'ils touchent l'ensemble de ses activités. Les estimations spécifiques établies pour les frais d'abandon et de remise en état prévisionnels sont fondées sur les renseignements disponibles, conformément aux hypothèses formulées dans notre planification à long terme. Ces estimations tiennent compte de la nature de tous nos frais d'abandon et de remise en état prévisionnels, lorsqu'ils peuvent être déterminés, pour nos activités d'exploitation minière, in situ et classiques. En cas d'absence d'obligation légale ou d'obligation implicite de remise en état, les coûts éventuels ont été exclus des estimations des frais d'abandon et de remise en état de la Société.

Au 31 décembre 2011, Suncor estimait que ses frais d'abandon et de remise en état non actualisés et en dollars constants, déduction faite de la valeur de récupération estimative, pour ses baux de surface, ses puits, ses installations, ses pipelines et ses gazoducs relativement à ses actifs d'amont s'élevaient à environ 7,2 G\$ (actualisés à un taux de 10 %, à environ 2,1 G\$). Suncor estime qu'elle engagera 1,284 G\$ (non actualisés : 2012 – 408 M\$, 2013 – 463 M\$ et 2014 – 413 M\$) de ses frais d'abandon et de remise en état relevés pendant les trois prochains exercices, dont plus de 85 % sont associés aux activités d'exploitation. Cette estimation des coûts ne comprend pas les frais d'abandon et de remise en état estimatifs pour ses actifs du secteur Raffinage et commercialisation (71 M\$, non actualisés et en dollars constants).

Environ 2,2 G\$ (non actualisés) ont été déduits à titre de frais d'abandon dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves prouvées et probables. Ce montant de 2,2 G\$ représente l'obligation d'abandon pour environ 6 300 puits de réserves nets, y compris un nombre prévisionnel de puits futurs pour les réserves non développées, pour nos activités in situ et pour nos activités classiques. Ce chiffre considère les paires de puits des activités in situ comme un seul abandon, tandis que les chiffres communiqués antérieurement par Suncor les considéraient comme deux abandons distincts.

Les frais d'abandon et de remise en état compris dans le total de 7,2 G\$ de Suncor et dont il n'est pas tenu compte dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves comprennent, notamment, les frais de remise en état du sol perturbé par les activités d'exploitation des sables pétrolifères, le traitement des résidus des sables pétrolifères, la mise hors service des installations de traitement des sables pétrolifères et du gaz naturel et des plateformes, les sites visés par les concessions et l'abandon des puits auxquels aucune réserve n'a été attribuée.

Autre information concernant les données relatives aux réserves

Réserves prouvées et probables brutes non développées⁽¹⁾⁽²⁾

Les tableaux ci-après présentent les réserves prouvées et probables brutes non développées, par type de produit, attribuées à la Société au cours des trois derniers exercices de manière spécifique et, de manière globale, pour les exercices postérieurs à ces trois exercices.

Les réserves prouvées et probables non développées sont attribuées par les évaluateurs conformément aux normes et aux procédures prévues dans le manuel COGE. Les réserves prouvées non développées sont les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer à partir de gisements connus et dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables. Les réserves probables non développées sont les réserves dans des gisements connus présentant moins de certitude de récupération que les réserves prouvées et dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables.

Réserves prouvées brutes non développées (Prix et coûts prévisionnels)

| | Exercice précédent | | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|---|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2008 | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2009 | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2010 | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2011 |
| PBS (Mb) | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | 766,0 | 766,0 | 121,0 | 564,0 | 14,0 | 651,0 | — | 502,0 |
| Total du PBS | 766,0 | 766,0 | 121,0 | 564,0 | 14,0 | 651,0 | — | 502,0 |
| Bitume (Mb) | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | — | — | — |
| In situ | — | — | — | 427,0 | 2,0 | 360,0 | 315,0 | 661,1 |
| Total du bitume | — | — | — | 427,0 | 2,0 | 360,0 | 315,0 | 661,1 |
| Pétrole léger et moyen (Mb) | | | | | | | | |
| Côte Est du Canada | — | — | 35,0 | 35,0 | 3,0 | 28,0 | 1,4 | 26,6 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | — | 0,2 | 0,1 | 0,3 |
| Total – Canada | 0,1 | 0,1 | 35,2 | 35,3 | 3,0 | 28,2 | 1,5 | 26,9 |
| Mer du Nord ⁽³⁾ | — | — | 68,0 | 68,0 | — | 19,0 | 24,6 | 43,3 |
| États-Unis ⁽⁴⁾ | — | — | 8,3 | 8,3 | — | — | — | — |
| Autres – International ⁽⁵⁾ | — | — | — | — | 6,0 | 6,0 | 1,8 | 5,8 |
| Total du pétrole léger et moyen | 0,1 | 0,1 | 111,5 | 111,6 | 9,0 | 53,2 | 27,9 | 76,0 |
| Gaz naturel (Gpi³) | | | | | | | | |
| Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada | 31,2 | 31,2 | 29,1 | 15,6 | 32,0 | 118,4 | 2,1 | 78,7 |
| Mer du Nord ⁽³⁾ | — | — | — | — | — | 1,0 | 1,5 | 2,7 |
| États-Unis ⁽⁴⁾ | — | — | 23,9 | 23,9 | — | — | — | — |
| Autres – International ⁽⁵⁾ | — | — | 413,0 | 413,0 | — | — | — | — |
| Total du gaz naturel | 31,2 | 31,2 | 466,0 | 452,5 | 32,0 | 119,4 | 3,6 | 81,4 |
| LGN (Mb) | | | | | | | | |
| Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,4 | — | 0,1 | — | 0,1 |
| Mer du Nord ⁽³⁾ | — | — | 1,0 | 1,0 | — | — | — | 0,1 |
| Autres – International ⁽⁵⁾ | — | — | 9,0 | 9,0 | — | — | — | — |
| Total des LGN | 0,1 | 0,1 | 10,3 | 10,4 | — | 0,1 | — | 0,2 |
| Total (Mbep) | 771,4 | 771,4 | 320,5 | 1 188,4 | 30,4 | 1 084,2 | 343,5 | 1 252,8 |

Réserves probables brutes non développées (Prix et coûts prévisionnels)

| | Exercice précédent | | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|---|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2008 | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2009 | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2010 | Attribuées au départ | Total au 31 déc. 2011 |
| PBS (Mb) | | | | | | | | |
| Exploitation minière | 617,0 | 617,0 | 264,0 | 264,0 | — | 215,0 | — | 263,0 |
| In situ | 1 746,0 | 1 746,0 | 174,0 | 595,0 | 6,0 | 400,0 | 916,0 | 1 212,0 |
| Total du PBS | 2 363,0 | 2 363,0 | 438,0 | 859,0 | 6,0 | 615,0 | 916,0 | 1 475,0 |
| Bitume (Mb) | | | | | | | | |
| Exploitation minière | — | — | — | — | — | 37,0 | — | — |
| In situ | — | — | — | 1 550,0 | 8,0 | 1 835,0 | 38,0 | 669,0 |
| Total du bitume | — | — | — | 1 550,0 | 8,0 | 1 872,0 | 38,0 | 669,0 |
| Pétrole léger et moyen (Mb) | | | | | | | | |
| Côte Est du Canada | — | — | 80,0 | 80,0 | 7,0 | 85,0 | 143,2 | 217,4 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord | — | — | 5,1 | 5,1 | 0,3 | 3,5 | 0,7 | 2,0 |
| Total – Canada | — | — | 85,1 | 85,1 | 7,3 | 88,5 | 143,9 | 219,4 |
| Mer du Nord ⁽³⁾ | — | — | 35,0 | 35,0 | — | 15,0 | 13,8 | 17,1 |
| États-Unis ⁽⁴⁾ | — | — | 3,8 | 3,8 | — | — | — | — |
| Autres – International ⁽⁵⁾ | — | — | 62,0 | 62,0 | 8,0 | 11,0 | 3,8 | 14,5 |
| Total du pétrole léger et moyen | — | — | 185,9 | 185,9 | 15,3 | 114,5 | 161,5 | 251,0 |
| Gaz naturel (Gpi³) | | | | | | | | |
| Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada | 76,3 | 76,3 | 235,2 | 233,2 | 75,2 | 136,2 | 3,2 | 86,9 |
| Mer du Nord ⁽³⁾ | — | — | 50,0 | 50,0 | — | 1,0 | 1,2 | 1,5 |
| États-Unis ⁽⁴⁾ | — | — | 12,0 | 12,0 | — | — | — | — |
| Autres – International ⁽⁵⁾ | — | — | 651,0 | 651,0 | — | 240,0 | 221,4 | 347,4 |
| Total du gaz naturel | 76,3 | 76,3 | 948,2 | 946,2 | 75,2 | 377,2 | 225,8 | 435,8 |
| LGN (Mb) | | | | | | | | |
| Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada | 0,2 | 0,2 | 0,9 | 1,0 | 0,1 | 1,0 | — | 0,8 |
| Mer du Nord ⁽³⁾ | — | — | 1,0 | 1,0 | — | — | — | — |
| Autres – International ⁽⁵⁾ | — | — | 18,0 | 18,0 | — | 8,0 | 6,0 | 11,5 |
| Total des LGN | 0,2 | 0,2 | 19,9 | 20,0 | 0,1 | 9,0 | 6,0 | 12,3 |
| Total (Mbep) | 2 375,9 | 2 375,9 | 801,8 | 2 772,6 | 41,9 | 2 673,4 | 1 159,1 | 2 479,9 |

- (1) Les réserves attribuées au départ représentent les ajouts de réserves non développées, y compris les acquisitions, les découvertes et les extensions relatives à l'exercice au cours duquel les événements ont eu lieu pour la première fois. Les réserves non développées attribuées au départ en 2009 comprennent principalement les réserves acquises par suite de la fusion avec Petro-Canada.
- (2) Les réserves à la fin de l'exercice pourraient ne pas correspondre à la sommation des réserves attribuées au départ en raison des changements dans les réserves découlant d'autres facteurs comme des facteurs économiques, la récupération améliorée et des révisions techniques, qui ne sont pas indiqués dans ce tableau.
- (3) Dans ces tableaux, « Mer du Nord » comprend les autres biens détenus auparavant par Suncor dans la partie néerlandaise de la mer du Nord.
- (4) Les réserves non développées attribuées aux États-Unis ont été acquises dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada en 2009 et ont fait l'objet d'un dessaisissement par la suite en 2010.
- (5) Dans ces tableaux, « Autres – International » comprend les autres biens détenus auparavant par Suncor à Trinité-et-Tobago.

Les réserves in situ non développées, qui constituent environ 93 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et 76 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, prendront plus de deux ans à développer. La direction a recours à des plans intégrés pour prévoir le développement futur. Ces plans détaillés harmonisent la production actuelle, la capacité de traitement et des pipelines, les engagements en matière de dépenses en immobilisations et le développement futur pour les dix prochaines années et ils sont revus et mis à jour annuellement pour tenir compte de facteurs internes et externes touchant les activités planifiées. Les réserves sont développées de manière à maintenir le traitement à sa pleine capacité. L'échéancier associé au développement des réserves non développées est tributaire des prévisions de la production décroissante par rapport aux paires de puits existantes. Suncor a délimité les réserves In situ avec un grand degré de certitude au moyen de données sismiques et de travaux de carottage conformément aux directives du manuel COGE. Dans la plupart des cas, les réserves prouvées ont été forcées à une densité de 16 puits par section, ce qui est bien supérieur aux huit puits par section nécessaires pour obtenir l'approbation des organismes de réglementation. Afin de déterminer les teneurs limites des réserves non développées, les renseignements géologiques sont comparés avec des équivalents pour la production existante qui utilisent une technologie établie.

Les réserves non développées du secteur Exploitation minière, qui représentent environ 11 % des réserves non développées probables brutes de Suncor, se rapportent uniquement à la mine Aurora South de Syncrude, qui a obtenu la plupart des approbations des organismes de réglementation nécessaires et a été bien délimitée par des travaux de carottage. Les propriétaires de la coentreprise Syncrude ne s'attendent pas à ce que la mine Aurora South entre en production au cours de la présente décennie.

Les réserves classiques non développées (pétrole léger et moyen, gaz naturel et LGN) représentent environ 7 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et environ 13 % des réserves probables brutes non développées de Suncor. Dans le cadre de sa gestion active de portefeuille, Suncor examine la viabilité économique de ses biens classiques qui contiennent des réserves non développées en utilisant les techniques d'évaluation économique usuelles de l'industrie et ses propres hypothèses concernant l'établissement des prix et le contexte économique. Grâce à cette gestion active, Suncor choisit certains biens à des fins de développement futur, alors que d'autres sont inutilisés, vendus ou échangés. Pour le développement des réserves de la Société, Suncor examine la capacité des installations et du réseau de collecte existants, les plans d'allocation du capital et la disponibilité des ressources restantes qui peuvent être récupérées. Par conséquent, dans certains cas, le développement de toutes les réserves classiques non développées qui ont déjà été attribuées prendra plus de deux ans. À l'exception des réserves non développées dont elle peut se départir, Suncor projette de développer la majorité des réserves prouvées classiques non développées au cours des cinq prochaines années et la majorité des réserves probables classiques non développées au cours des sept prochaines années. Les exceptions concernent le développement de certains biens au large des côtes, qui est limité par la capacité des installations de production, et le développement de certains biens à l'échelle internationale, qui est visé par des contraintes quant aux quantités quotidiennes stipulées dans des CPP.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente un sommaire des terrains sans réserves attribuées au 31 décembre 2011. Pour les biens dans lesquels Suncor détient des participations dans différentes formations sous la même superficie aux termes de baux distincts, la superficie a été calculée pour chaque bail.

| Pays | Hectares bruts | Hectares nets |
|---|-------------------|------------------|
| Canada | 5 093 830 | 3 740 853 |
| Libye | 2 950 978 | 1 339 489 |
| É.-U. – Alaska | 1 161 123 | 387 002 |
| Norvège | 501 791 | 209 691 |
| Syrie | 345 194 | 345 194 |
| R.-U. | 138 437 | 44 574 |
| Australie (participation sous forme de redevance dérogatoire seulement) | 113 027 | — |
| Total | 10 304 380 | 6 066 803 |

Suncor détient des participations dans un portefeuille diversifié d'actifs pétroliers non développés au Canada et dans plusieurs autres régions dans le monde. Ces actifs varient de biens d'exploration à la phase très préliminaire de l'évaluation à des zones de découverte dont les droits ont été mis en veilleuse en raison des résultats des tests d'hydrocarbures, mais où le développement économique n'est pas possible actuellement ou n'a pas encore été autorisé. Dans plusieurs cas où les réserves ne sont pas attribuées à des terrains comprenant un ou plusieurs puits de découverte, le principal facteur limitatif est le manque d'infrastructures de production disponibles. Chaque année, dans le cadre de la gestion active de la Société visant à examiner la viabilité économique de ses terrains classiques, certains terrains sont choisis à des fins de développement futur, alors que d'autres sont inutilisés, vendus, échangés ou délaissés en faveur du propriétaire des droits miniers.

En 2012, les droits d'exploration, de développement et d'exploitation de Suncor expireront pour 189 374 hectares nets au Canada, 131 308 hectares nets en Alaska et 39 840 hectares nets dans la partie britannique de la mer du Nord. Aucun bien minier ou in situ ne devrait être visé par l'expiration de droits relatifs à ces terrains en 2012. Des parties importantes des terrains visés par l'expiration de droits pourraient voir les droits relatifs à ces terrains se maintenir après 2012 grâce à la poursuite des programmes de travaux et/ou au paiement des frais prescrits au propriétaire des droits.

Terrains et puits de pétrole et de gaz

Pour obtenir une description des biens, usines et installations importants de la Société, voir la rubrique « Description narrative des entreprises de Suncor » de la présente notice annuelle.

L'entreprise Sables pétrolifères de Suncor récupère le bitume au moyen d'activités d'extraction minière et de développement in situ dans le nord de l'Alberta. Les activités classiques sont axées sur le développement et la production de pétrole, de gaz naturel et de LGN provenant des réserves terrestres dans l'Ouest canadien, en Libye et en Syrie et des réserves situées au large des côtes de Terre-Neuve et dans la mer du Nord.

Le tableau suivant présente un sommaire des puits de pétrole et de gaz exploités et inexploités associés aux réserves de la Société au 31 décembre 2011 :

| | Puits de pétrole | | | | Puits de gaz naturel | | | |
|------------------------|------------------|-------|-----------------|-------|----------------------|---------|-----------------|-------|
| | Producteurs | | Non producteurs | | Producteurs | | Non producteurs | |
| | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| Alberta | 253,0 | 236,9 | 134,0 | 130,7 | 4 268,0 | 2 916,4 | 206,0 | 168,6 |
| Colombie-Britannique | 15,0 | 9,6 | 6,0 | 5,8 | 235,0 | 200,5 | 87,0 | 70,2 |
| Saskatchewan | — | — | — | — | 738,0 | 268,1 | 91,0 | 43,5 |
| Terre-Neuve | 61,0 | 15,6 | 2,0 | 0,8 | — | — | — | — |
| Mer du Nord | 26,0 | 7,8 | 4,0 | 1,2 | — | — | — | — |
| Autres – International | 213,0 | 106,5 | 77,0 | 40,0 | — | — | 6,0 | 6,0 |
| Total | 568,0 | 376,4 | 223,0 | 178,5 | 5 241,0 | 3 385,0 | 390,0 | 288,3 |

Il n'y a aucun puits en production associé aux biens pour l'exploitation minière. Suncor n'a aucune réserve prouvée développée inexploitée ni aucune réserve probable développée inexploitée dans ses réserves pour l'exploitation minière.

Pour ses biens pour le secteur In situ, des réserves prouvées inexploitées et des réserves probables inexploitées sont associées à des puits qui ont été forés au cours des deux derniers exercices et dont la mise en production requiert d'autres capitaux et des raccordements aux installations. Ces besoins en capitaux sont assez importants pour que les réserves ne soient pas classées comme développées. Les paires de puits utilisant le procédé DGMV sont comptabilisées comme s'il s'agissait d'un seul puits.

En Syrie, les puits indiqués par le passé comme des puits producteurs ont été reclassés comme des puits non producteurs, tout comme les réserves prouvées développées exploitées et les réserves probables développées exploitées ont été reclassées en réserves inexploitées.

La majorité des réserves classiques inexploitées restantes sont dans leur état actuel de non-exploitation depuis moins de quatre ans et devraient, selon les prévisions, être mises en production au cours des deux prochaines années. Ces réserves inexploitées restantes sont principalement associées à ce qui suit :

- des puits forés récemment qui devraient entrer en production en 2012;
- des prévisions relatives à des zones secondaires qui devraient être mises en production au cours des deux prochaines années;
- des puits nécessitant des travaux de reconditionnement;
- des puits fermés temporairement en raison de problèmes fonctionnels aux installations; et
- la production de gaz qui est réinjecté pour maintenir la pression de la calotte de gaz dans les zones productrices de pétrole jusqu'à l'épuisement des zones pétrolières.

Frais engagés

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations de la Société en ce qui concerne ses activités relatives aux réserves pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

| (en millions de dollars) | Frais d'exploration | Coûts d'acquisition des terrains prouvés | Coûts d'acquisition des terrains non prouvés | Frais de développement | Total |
|---|---------------------|--|--|------------------------|-------|
| Canada – Exploitation minière et In situ | 57 | — | 200 | 4 362 | 4 619 |
| Canada – Côte Est du Canada et Exploitation terrestre en Amérique du Nord | 77 | — | 1 | 476 | 554 |
| Mer du Nord | 97 | — | 29 | 74 | 200 |
| Autres – International | 36 | — | — | 37 | 73 |
| Total | 267 | — | 230 | 4 949 | 5 446 |

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant présente les puits d'exploration et de développement, bruts et nets, que la Société a achevés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

| Nombre total de puits achevés | Puits d'exploration | | Puits de développement | |
|-------------------------------|---------------------|-------------|------------------------|--------------|
| | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| Canada | | | | |
| Pétrole | — | — | 73,0 | 64,6 |
| Gaz naturel | 1,0 | 0,5 | 105,0 | 52,3 |
| Puits sec | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,2 |
| Service | — | — | 8,0 | 5,0 |
| Forage stratigraphique | 22,0 | 13,8 | 617,0 | 311,6 |
| Total | 25,0 | 16,3 | 805,0 | 434,7 |
| Mer du Nord | | | | |
| Pétrole | — | — | 4,0 | 1,2 |
| Gaz naturel | — | — | — | — |
| Puits sec | 1,0 | 0,3 | — | — |
| Service | — | — | 1,0 | 0,3 |
| Forage stratigraphique | — | — | — | — |
| Total | 1,0 | 0,3 | 5,0 | 1,5 |
| Autres – International | | | | |
| Pétrole | — | — | 4,0 | 2,5 |
| Gaz naturel | — | — | — | — |
| Puits sec | 1,0 | 0,5 | 1,0 | 1,0 |
| Service | — | — | — | — |
| Forage stratigraphique | — | — | — | — |
| Total | 1,0 | 0,5 | 5,0 | 3,5 |

Les puits d'exploration et de développement d'importance achevés en 2011 comportaient ce qui suit.

- Pour « Exploitation minière », les programmes de carottage et les autres travaux d'arpentage dans les secteurs Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude visant à obtenir plus d'information sur les secteurs que la Société compte exploiter à court terme.
- Pour « In situ », les puits intercalaires pour les plateformes des stades 1 et 2 à Firebag, les nouveaux puits aux projets MacKay River et Firebag pour aider à soutenir l'approvisionnement en bitume pour les installations de traitement centrales existantes et les travaux de carottage à Firebag, à MacKay River et à Meadow Creek pour délimiter davantage les réserves et les ressources.
- Pour « Côte Est du Canada », le puits d'exploration Ballicatters, un puits de production à Terra Nova et le forage développement à Hibernia, à l'unité d'extension Hibernia Southern et aux extensions White Rose.
- Pour « Autres – International », le forage d'exploration dans la zone prometteuse Butch dans la partie norvégienne de la mer du Nord, le forage de développement à Buzzard, les puits de développement du pétrole en Libye et un puits de développement du pétrole en Syrie (avant les sanctions visant les investissements dans le pétrole et, par la suite, la suspension des activités).
- Pour « Exploitation terrestre en Amérique du Nord », le forage de développement des champs Wilson Creek et Ferrier dans la formation pétrolière de Cardium, la région gazière à faible profondeur Medicine Hat et la région Kobes de la formation de gaz de schiste Montney.

Production antérieure

Le tableau suivant présente l'information concernant la production antérieure de la Société, par type de produit, pour chacun des quatre trimestres, en termes de moyenne quotidienne, pour le Canada, la Mer du Nord et Autres – International. Les coûts de transport sont déduits du prix moyen obtenu mais non les redevances.

| | 2011 | | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|---------------|
| | Trimestre terminé le | | | |
| | 31 mars | 30 juin | 30 sept. | 31 déc. |
| Canada | | | | |
| Sables pétrolifères⁽¹⁾ | | | | |
| Production moyenne totale (kb/j) | 360,6 | 277,2 | 362,5 | 356,8 |
| Production de bitume moyenne in situ (kb/j) | 87,3 | 85,8 | 83,8 | 101,4 |
| Prix moyen reçu (\$/b) | 83,74 | 93,16 | 86,40 | 98,01 |
| Redevances (\$/b) | (3,33) | (5,49) | (6,28) | (8,17) |
| Total des coûts opérationnels en espèces (\$/b) | (36,42) | (49,73) | (37,06) | (40,42) |
| Coûts opérationnels en espèces in situ (\$/b) | (22,00) | (24,15) | (27,05) | (29,15) |
| Pétrole léger et moyen | | | | |
| Production moyenne totale (kb/j) | 65,0 | 65,0 | 69,1 | 63,4 |
| Prix moyen reçu (\$/b) | 104,01 | 112,19 | 111,30 | 111,77 |
| Redevances (\$/b) | (32,04) | (34,99) | (33,56) | (36,95) |
| Frais de production (\$/b) | (8,14) | (7,26) | (6,69) | (9,36) |
| Rentrées nettes (\$/b) | 68,83 | 69,94 | 71,05 | 65,46 |
| Gaz naturel⁽²⁾ | | | | |
| Production moyenne totale (Mpi ³ (e)/j) | 411 | 402 | 375 | 365 |
| Prix moyen reçu (\$/kpi ³ (e)) | 4,52 | 4,90 | 4,56 | 4,31 |
| Redevances (\$/kpi ³ (e)) | (0,44) | (0,54) | (0,48) | (0,48) |
| Frais de production (\$/kpi ³ (e)) | (1,49) | (1,35) | (1,71) | (1,66) |
| Rentrées nettes (\$/kpi³(e)) | 2,59 | 3,01 | 2,37 | 2,17 |
| Mer du Nord | | | | |
| Pétrole léger et moyen⁽³⁾ | | | | |
| Production moyenne totale (kbep/d) | 65,7 | 32,7 | 33,1 | 55,0 |
| Prix moyen reçu (\$/bep) | 93,74 | 113,24 | 111,60 | 106,41 |
| Redevances (\$/bep) | (0,00) | (0,00) | (0,00) | (0,00) |
| Frais de production (\$/bep) | (6,86) | (6,66) | (6,34) | (3,64) |
| Rentrées nettes (\$/bep) | 86,88 | 106,58 | 105,26 | 102,77 |
| Autres – International | | | | |
| Pétrole léger et moyen | | | | |
| Production moyenne totale (kbep/j) | 24,2 | — | — | 24,8 |
| Prix moyen reçu (\$/bep) | 99,07 | — | — | 109,58 |
| Redevances (\$/bep) | (80,75) | — | — | (61,85) |
| Frais de transport (\$/bep) | (2,85) | — | — | (8,12) |
| Rentrées nettes (\$/bep) | 15,47 | — | — | 39,61 |
| Gaz naturel⁽⁴⁾ | | | | |
| Production moyenne (kbep) | 17,1 | 16,9 | 18,9 | 16,0 |
| Prix moyen reçu (\$/bep) | 84,58 | 95,28 | 95,49 | 91,69 |
| Redevances (\$/bep) | (32,04) | (38,54) | (43,28) | (35,11) |
| Frais de production (\$/bep) | (6,19) | (7,66) | (6,06) | (8,20) |
| Rentrées nettes (\$/bep) | 46,35 | 49,08 | 46,15 | 48,38 |

(1) Suncor surveille les coûts opérationnels en espèces pour ses activités du secteur Sables pétrolifères, qui comprennent plus de dépenses que de frais de production. Pour cette raison, les rentrées nettes afférentes à ces activités ne sont pas reflétées dans ce tableau. De plus, la plus grande partie de la production de bitume de Suncor est valorisée; par conséquent, les rentrées nettes pour le bitume ne sont pas présentées. Les montants présentés comprennent les résultats provenant de la quote-part de la Société dans la coentreprise Syncrude.

(2) Les volumes comprennent les LGN et le pétrole brut provenant de puits de gaz naturel.

(3) Les volumes comprennent la production des champs pour le gaz naturel et les LGN.

(4) Les volumes comprennent la production de pétrole annuelle approximative de 1,5 kbep/j provenant de la Syrie.

Le tableau suivant présente les volumes de production pour chacun des champs importants de Suncor pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 :

| | PBS et bitume | Pétrole léger et moyen | Gaz naturel | LGN | Total |
|--|---------------|------------------------|------------------------|------|--------|
| | kb/j | kb/j | Mpi ³ (e)/j | kb/j | kbep/j |
| Exploitation minière – Suncor ⁽¹⁾ | 228,6 | — | — | — | 228,6 |
| Exploitation minière – Syncrude ⁽¹⁾ | 34,6 | — | — | — | 34,6 |
| Firebag ⁽²⁾ | 48,1 | — | — | — | 48,1 |
| Mackay River ⁽²⁾ | 27,9 | — | — | — | 27,9 |
| Buzzard | — | 41,9 | 4,3 | 0,3 | 42,9 |
| Hibernia | — | 30,9 | — | — | 30,9 |
| White Rose | — | 18,5 | — | — | 18,5 |
| Terra Nova | — | 16,2 | — | — | 16,2 |

(1) Toute la production attribuée à l'Exploitation minière est constituée de PBS.

(2) Les estimations de la production représentent un mélange de PBS valorisé et de bitume non valorisé.

Production estimative

Le tableau suivant présente le volume de la production de la Société tirée des réserves prouvées brutes et des réserves prouvées et probables brutes estimatives pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2012, selon ce qu'indiquent les estimations des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes déjà mentionnées dans les tableaux « Sommaire des réserves de pétrole et de gaz ». Les estimations de la production pour 2012 pour les réserves prouvées et probables sont, pour l'exploitation minière de Suncor (à l'exclusion de Syncrude) de 232 kb/j de PBS, ce qui représente 47 % de la production estimative totale pour 2012, et, pour Firebag, de 72 kb/j de PBS et de bitume, ce qui représente environ 15 % de la production estimative totale pour 2012.

| | PBS | | Bitume | | Pétrole léger et moyen | | Gaz naturel | | LGN | |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|------------------------|--------|------------------------|------------------------|--------|--------|
| | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes | Nettes |
| | kb/j | kb/j | kb/j | kb/j | kbep/j | kbep/j | Mpi ³ (e)/j | Mpi ³ (e)/j | kbep/j | kbep/j |
| Canada | | | | | | | | | | |
| Prouvées | 325,3 | 296,9 | 21,2 | 19,4 | 40,9 | 32,9 | 287,1 | 243,9 | 2,3 | 1,7 |
| Probables | 24,2 | 21,7 | 0,4 | (0,7) | 14,3 | 10,3 | 8,7 | 7,1 | 0,2 | 0,1 |
| Prouvées et probables | 349,5 | 318,6 | 21,6 | 18,7 | 55,2 | 43,2 | 295,8 | 251,0 | 2,5 | 1,8 |
| Mer du Nord | | | | | | | | | | |
| Prouvées | — | — | — | — | 54,0 | 54,0 | 5,8 | 5,8 | 0,5 | 0,5 |
| Probables | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Prouvées et probables | — | — | — | — | 54,0 | 54,0 | 5,8 | 5,8 | 0,5 | 0,5 |
| Autres – International | | | | | | | | | | |
| Prouvées | — | — | — | — | 37,0 | 13,8 | — | — | — | — |
| Probables | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Prouvées et probables | — | — | — | — | 37,0 | 13,8 | — | — | — | — |

Engagements de travail

Il est courant que les gouvernements exigent des sociétés qu'elles donnent des engagements de travail en échange du droit de procéder à l'exploration et au développement d'hydrocarbures, en particulier dans des régions inexplorées ou peu explorées dans le monde. Le tableau suivant présente les valeurs estimatives des engagements de travail que Suncor a pris à l'égard des terrains qu'elle détenait au 31 décembre 2011. Ces engagements s'étendent jusqu'en 2013 et visent principalement des programmes de forage sismique et le forage de puits d'exploration.

| Pays/région (M\$) | 2012 | Total |
|------------------------|------|-------|
| Canada | 1 | 24 |
| Mer du Nord | 158 | 216 |
| Autres – International | 128 | 369 |

Contrats à livrer et obligations de transport

Suncor peut avoir recours à des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base; toutefois, Suncor n'a pas réalisé d'opérations importantes sur instruments dérivés en 2011. L'utilisation de ces instruments par Suncor est décrite dans les états financiers consolidés audités 2011 et dans le rapport de gestion connexe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

À la suite de la fusion, Suncor détient un engagement qui expire en novembre 2015 visant une capacité de 85 000 kpi³/j, qui permet à Suncor de transporter sur le gazoduc d'Alliance du gaz naturel riche et à haute énergie du nord-est de la C.-B. et du nord-ouest de l'Alberta au terminal gazier d'Alliance en Illinois. Après les dessaisissements réalisés par Suncor en 2010, cet engagement est supérieur à la production de Suncor dans la région. Suncor estime que son engagement minimal à l'égard du gazoduc d'Alliance s'élève à environ 50 M\$ US par année. Le gaz naturel visé par l'engagement à l'égard du gazoduc d'Alliance devrait être complété par un approvisionnement acheté auprès de tiers. Les livraisons en Illinois devraient se poursuivre pendant la durée du contrat pourvu que le prix de vente en Illinois dépasse, au minimum, les frais de transport variables.

Horizon fiscal

En 2011, Suncor a été assujettie à un impôt en espèces dans les territoires locaux relativement à ses gains provenant de sa production dans la région de la mer du Nord et dans d'autres régions du monde, mais n'était pas assujettie à un impôt en espèces au Canada sur la majorité de ses gains au Canada. Les états financiers consolidés audités 2011 de Suncor ont été préparés à l'aide du taux d'imposition canadien réel en 2014 pour la déclaration de l'impôt sur le revenu, étant donné que ce taux s'appliquerait à la résorption des écarts temporaires à long terme. En fonction du bénéfice net futur prévu, Suncor pourrait devenir assujettie à un impôt en espèces au Canada d'ici 2013.

Ressources éventuelles

GLJ a effectué une évaluation indépendante de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles pour tous les biens du secteur Exploration minière de Suncor et pour les biens du secteur In situ de Suncor pour lesquelles des réserves sont attribuées (Firebag et Mackay River). Pour les biens In situ sans réserves attribuées, GLJ a vérifié les évaluations des meilleures estimations des volumes des ressources éventuelles (environ 41 % des ressources éventuelles In situ) établies par les évaluateurs de réserves qualifiés internes de Suncor. La meilleure estimation des ressources éventuelles pour les autres biens a été préparée par les évaluateurs de réserves qualifiés internes de Suncor. Toutes les estimations des ressources éventuelles ont été effectuées conformément au manuel COGE.

Les ressources éventuelles sont les quantités de pétrole estimatives, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir de gisements connus à l'aide d'une technologie établie ou d'une technologie en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités peuvent comprendre des facteurs comme les questions économiques, juridiques, environnementales, politiques et réglementaires ou l'absence d'infrastructure ou de marchés. La meilleure estimation est considérée comme la meilleure estimation de la quantité qui sera effectivement récupérée. Il est également vraisemblable que les quantités effectivement restantes et récupérées seront supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est généralement préparée indépendamment des risques liés à l'atteinte d'une production commerciale.

Rien ne garantit que la totalité ou une partie des ressources éventuelles pourra être mise en production d'une façon viable sur le plan commercial. Les estimations des ressources éventuelles n'ont pas été rajustées pour tenir compte des risques fondés sur les hasards liés au développement. Il n'y a aucune certitude quant au moment de ce développement. Pour que les ressources éventuelles passent aux catégories de réserves, tous les projets doivent avoir un programme d'épuisement économique et cela peut nécessiter, entre autres, des forages de délimitation additionnels, des demandes auprès d'organismes de réglementation ou l'approbation du conseil de la Société et des copropriétaires d'aller de l'avant avec le développement.

En général, parmi les facteurs importants qui pourraient faire varier les estimations des ressources éventuelles, mentionnons le forage de délimitation supplémentaire, qui pourrait faire changer les estimations de façon positive ou négative, les progrès technologiques futurs, qui pourraient avoir une incidence positive sur les estimations, et la capacité de traitement supplémentaire, qui pourrait avoir une incidence sur les volumes récupérables ou le type de production. Des travaux supplémentaires de conception des installations, des plans de développement, des études sur les réservoirs et du forage de délimitation sont souvent effectués au cours de la préparation par la Société des demandes d'approbation qui seront soumises aux organismes de réglementation. Une fois que la Société a obtenu un degré élevé de certitude qu'elle recevra toutes les approbations des organismes de réglementation et de la

Société et que toutes les autres éventualités sont supprimées, les ressources peuvent alors être reclassées comme des réserves.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2011, la meilleure estimation des ressources brutes éventuelles de Suncor est présentée dans le tableau suivant. Les volumes représentent la participation directe de Suncor dans des terrains comportant des ressources éventuelles.

| Meilleure estimation des ressources brutes éventuelles | PBS | Bitume | Pétrole léger et moyen | Gaz naturel | Liquides de gaz naturel | Total |
|---|--------|--------|------------------------|------------------|-------------------------|--------|
| | Mb | Mb | Mb | Gpi ³ | Mb | Mbep |
| Exploitation minière | 4 582 | 2 156 | — | — | — | 6 738 |
| In situ | 6 432 | 6 020 | — | — | — | 12 452 |
| Côte Est du Canada | — | — | 247 | 2 203 | — | 614 |
| Activités terrestres en Amérique du Nord ⁽¹⁾ | — | — | 116 | 8 017 | 13 | 1 465 |
| Total – Canada | 11 014 | 8 176 | 363 | 10 220 | 13 | 21 269 |
| Activité terrestres en Amérique du Nord – É.-U. | — | — | — | 133 | — | 22 |
| Mer du Nord ⁽²⁾ | — | — | 45 | 36 | — | 52 |
| Autres – International | — | — | 481 | 245 | 1 | 522 |
| Au 31 décembre 2011 | 11 014 | 8 176 | 889 | 10 634 | 14 | 21 865 |
| Au 31 décembre 2010 | 12 462 | 5 291 | 956 | 10 370 | 17 | 20 454 |

(1) Les ressources éventuelles comprennent les champs extracôtiers dans les îles de l'Arctique.

(2) Les ressources éventuelles comprennent les zones extracôticières en Norvège.

Les ressources éventuelles sont passées à 21 865 Mbep au 31 décembre 2011 par rapport à 20 454 Mbep au 31 décembre 2010. Les augmentations des ressources éventuelles comprenaient les extensions des concessions MacKay River et Meadow Creek, l'acquisition de concessions supplémentaires dans la région Audet, les révisions techniques apportées aux actifs du secteur In situ, la reconnaissance des zones secondaires éventuelles d'Hibernia et les volumes attribués aux découvertes des régions Ballicatters, Butch et Wilson Creek. Les répercussions nettes des opérations de Suncor avec Total E&P, qui comprenaient l'acquisition d'une participation dans Joslyn, le dessaisissement partiel de notre participation dans Fort Hills et une modification de l'hypothèse qui a mené au reclassement des réserves de PBS de Fort Hills en réserves de bitume, ont également fait augmenter le total des ressources éventuelles. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par le transfert de ressources vers des ressources prouvées et probables pour Golden Eagle et Hebron et par des aliénations d'actifs.

Suncor a supposé que certaines ressources éventuelles du secteur Exploitation minière et certaines ressources éventuelles du secteur In situ seront valorisées et vendues en tant que PBS. Si ces volumes ne sont pas valorisés, mais plutôt vendus sous forme de bitume, les volumes de ressources éventuelles communiqués seraient inférieurs pour le PBS et supérieurs pour le bitume, et le total des volumes de ressources éventuelles seraient supérieurs compte tenu du coefficient de rendement appliqué aux volumes de bitume lorsqu'ils sont valorisés en PBS. À l'inverse, si plus de volumes sont valorisés, le total des volumes de ressources éventuelles sera inférieur.

En règle générale, l'échéancier pour les évaluations économiques des ressources éventuelles sera déterminé par le plan de développement des ressources à long terme de Suncor et ses prévisions concernant la conjoncture économique. La direction utilise des plans intégrés pour prévoir le développement futur des ressources. Ces plans mettent en vis-à-vis la production actuelle et prévue, les conditions du marché actuelles et prévues, les capacités de traitement et des pipelines, les engagements relatifs aux dépenses en immobilisations et les plans de développement futurs connexes. Ces plans sont examinés et mis à jour annuellement pour tenir compte des facteurs internes et externes ayant une incidence sur ces activités prévues. En particulier, à mesure que la base de réserves du secteur Sables pétrolifères de Suncor diminue, la Société prévoit se tourner vers le développement de ses autres biens des secteurs Exploitation minière et In situ, et elle procèdera alors à l'évaluation de la viabilité économique des biens spécifiques contenant des ressources éventuelles.

De plus amples renseignements sur les ressources éventuelles de Suncor et une description des éventualités associées à ces ressources sont fournis ci-après.

Ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière

Les ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière représentent environ 31 % du total des ressources éventuelles de Suncor, et 59 % de ces ressources éventuelles sont situées sur des terrains dans lesquels Suncor détient une participation directe de 100 % et le reste est visé par des arrangements conjoints dans lesquels Suncor détient des participations directes variant entre 12 % et 40,8 %.

Éventualités économiques

GLJ a testé la viabilité économique des projets Fort Hills et Joslyn North, qui constituent environ 25 % du total des ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière et a déterminé que ces projets étaient économiques. La viabilité économique des autres ressources éventuelles du secteur Exploitation minière n'a pas encore été déterminée; toutefois, la Société prévoit que le développement des ressources éventuelles sera économique dans les conditions du marché actuelles étant donné que le développement éventuel de ces ressources éventuelles refléterait l'application de technologies établies et d'hypothèses raisonnables concernant la conception de la carrière.

Éventualités non techniques

Étant donné la préoccupation au sein de l'industrie concernant la hausse éventuelle des coûts pour les grands projets miniers, le reclassement des ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière en réserves dépend en grande partie de l'évaluation selon laquelle le développement obtiendra les approbations nécessaires et débutera dans un délai raisonnable. Les projets miniers Fort Hills et Joslyn North ont obtenu presque toutes les approbations des organismes de réglementation nécessaires, mais les propriétaires de coentreprise doivent encore prendre des décisions d'investissement finales en fonction des plans de développement qui sont en train d'être finalisés, de sorte que, de l'avis de Suncor, le développement de ces ressources éventuelles à court terme n'est pas suffisamment certain pour soutenir le reclassement des ressources éventuelles en réserves. Pour le reste des ressources éventuelles du secteur Exploitation minière de Suncor, des permis réglementaires doivent être obtenus avant que le conseil de Suncor et les propriétaires de coentreprise, le cas échéant, n'envisagent d'approuver le projet.

Ressources éventuelles pour le secteur In situ

Les ressources éventuelles pour le secteur In situ représentent environ 57 % du total des ressources éventuelles de Suncor, et 59 % de ces ressources éventuelles sont situées sur des terrains dans lesquels Suncor détient une participation directe de 100 % et le reste est visé par des arrangements conjoints dans lesquels Suncor détient des participations directes variant entre 10 % et 75 %. Ces ressources éventuelles sont toutes situées dans la région de sables pétrolifères Athabasca et plus de 80 % des ressources éventuelles se trouvent dans les secteurs déjà en exploitation des projets MacKay River ou Firebag ou sont situées juste à côté de ceux-ci.

Le principal risque associé au développement des ressources éventuelles In situ se rapportent au rendement réel de la production par rapport au rendement estimée en fonction des données géologiques utilisées dans les prévisions de production. Les données géologiques varient considérablement en raison de la densité des trous de carottage utilisés dans l'analyse. La densité peut être aussi faible que un puits foré par section et aussi élevé que seize puits forés par section.

Éventualités économiques

La viabilité économique des ressources éventuelles pour le secteur In situ n'a pas encore été déterminée; toutefois, la Société prévoit que le développement des ressources éventuelles sera économique dans les conditions du marché actuelles. Les critères de détermination des zones productrices nettes concordent avec les mêmes conditions fiscales que celles utilisées pour déterminer les réserves prouvées et probables pour Firebag et MacKay River et dépendent de celles-ci ou sont analogues aux activités in situ existantes qui ont été développées avec succès par d'autres entités de l'industrie des sables pétrolifères. Suncor prévoit que ses ressources éventuelles pour le secteur In situ pourront être récupérées au moyen des procédés DGMV établis.

Des ressources éventuelles ont été attribuées à certaines sections associées aux zones de développement des projets Firebag et MacKay River. Ces volumes n'ont pas été classés comme des réserves prouvées et probables étant donné notamment que la densité de forage est inadéquate pour délimiter de façon fiable les intervalles effectivement productifs. Toutefois, la Société possède des intervalles d'épaisseur effectivement productifs délimités minimalement à l'aide du contrôle sismique bidimensionnel de 15 mètres pour Firebag et de 14 mètres pour MacKay River, et la densité de forage est supérieure ou égale à un puits vertical par section (sauf lorsque la section est liée par des sections ayant une densité de forage supérieure ou égale à un puits par section). La Société s'attend à ce qu'une évaluation de la viabilité économique de ces ressources soit entreprise lorsque la densité de forage aura augmenté de façon à permettre une délimitation fiable des intervalles effectivement productifs et étant donné que les plans à long terme de la Société exigent du bitume supplémentaire pour que les capacités de traitement existantes associées à ces actifs demeurent complètes.

Des ressources éventuelles pour les autres biens du secteur In situ (Chard, Kirby, Lewis, Meadow Creek et MacKay River à l'extérieur des zones développement indiquées ci-dessus) ont été assignées à des sections où des trous de carottage ont été effectués ou à des terrains situés à l'intérieur de deux subdivisions légales d'un puits de délimitation et ayant une zone productrice de bitume nette continue supérieure à 15 mètres. Ces ressources éventuelles exigent

la réalisation d'autres études des réservoirs et d'autres travaux de forage de délimitation ainsi que l'établissement de plans de développement et de plans de conception des installations avant l'attribution de réserves. La Société prévoit qu'une évaluation de la viabilité économique de ces ressources éventuelles sera entreprise puisque ses plans à long terme nécessitent des quantités supplémentaires de bitume.

Éventualités non techniques

Le reclassement des ressources éventuelles pour le secteur In situ en réserves dépend aussi en grande partie de l'évaluation selon laquelle le développement sera approuvé et débutera dans un délai raisonnable. Les ressources éventuelles associées aux zones de développement pour les projets Firebag et MacKay River ont reçu les approbations des organismes de réglementation nécessaires, mais la décision d'investissement finale est soumise à une évaluation de la viabilité économique et à l'approbation par le conseil de Suncor. Pour le reste des ressources éventuelles pour le secteur In Situ, la Société doit encore obtenir des approbations d'organismes de réglementation de même que l'approbation du conseil de Suncor et des propriétaires de coentreprise, le cas échéant.

Autres ressources éventuelles

Les autres ressources éventuelles consistent principalement en des sources classiques de pétrole et de gaz naturel associées au secteur Exploration et production de Suncor. Ces autres ressources éventuelles représentent environ 12 % du total des ressources éventuelles de Suncor et devraient pouvoir être récupérées au moyen de technologies établies. Ces autres ressources éventuelles comprennent principalement les suivantes :

- Pour le secteur « Activités terrestres en Amérique du Nord », les ressources découvertes dans les îles de l'Arctique, le delta du Mackenzie, le corridor du Mackenzie, la mer de Beaufort et les contreforts de l'Alaska et une zone pétrolière de formation étanche dans la région Gilby/Wilson de l'Alberta.
- Pour le secteur « Côte Est du Canada », les extensions des champs pétrolifères producteurs existants et de Hebron, les ressources de gaz naturel associées aux champs pétrolifères producteurs existants et les autres accumulations d'hydrocarbures qui ne sont actuellement pas en production, y compris celles situées au large de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Pour le secteur « Mer du Nord », les découvertes au large de la Norvège.
- Pour le secteur « Autres – International », en Libye et en Syrie, les parties non développées à l'intérieur des champs en production existants et les autres accumulations d'hydrocarbures découvertes qui ne sont pas actuellement en production et pour la Syrie, les estimations de la production pour 2012.

Éventualités économiques

Sauf comme il est indiqué ci-après, la viabilité économique des autres ressources éventuelles n'a pas encore été déterminée. En général, d'autres études des réservoirs et travaux de forage de délimitation ainsi que l'établissement de plans de développement et de plans de conception des installations sont nécessaires pour déterminer si ces ressources éventuelles seraient économiques ou non dans les conditions actuelles.

Pour le secteur « Activités terrestres en Amérique du Nord », il a été déterminé que les ressources éventuelles associées à la zone pétrolière de formation étanche Gilby/Wilson sont économiques. La viabilité économique des ressources éventuelles associées à certains champs dans les îles de l'Arctique n'a pas encore été déterminée, mais ces ressources devraient être économiques pourvu que les ressources de gaz naturel puissent être livrées à des marchés à l'extérieur de l'Amérique du Nord. Le reste des ressources éventuelles en Amérique du Nord sont principalement situées dans des régions éloignées et sont subéconomiques en raison du manque d'infrastructure de traitement et de transport dans ces régions. Ces régions exigent des engagements de relever l'existence de ressources suffisantes pour assurer un développement économique, après quoi la construction d'installations de traitement et/ou d'infrastructures de transport serait nécessaire, ce qui ne devrait pas survenir dans les cinq prochaines années.

Pour le secteur « Côte Est du Canada », il a été déterminé que les ressources éventuelles de Hebron et certaines ressources éventuelles de Terra Nova sont économiques. La Société prévoit évaluer la viabilité économique des ressources éventuelles pour Hibernia et White Rose au cours des cinq prochaines années et que le développement de ces ressources éventuelles sera économique dans les conditions du marché actuelles. Il n'est pas prévu que l'évaluation économique du reste de ces ressources éventuelles aura lieu au cours des cinq prochaines années.

Pour le secteur « Mer du Nord », les ressources éventuelles se trouvent au stade de l'évaluation. La viabilité économique de ces ressources éventuelles n'a pas été déterminée, mais la Société prévoit qu'elle l'évaluera au

cours des cinq prochaines années et que le développement de ces ressources éventuelles sera économique dans les conditions du marché actuelles.

Pour le secteur « Autres – International », les ressources éventuelles en Syrie sont actuellement subéconomiques, mais seraient économiques si ce n'était de la situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles. En Libye, les ressources éventuelles associées aux champs producteurs sont économiques, tandis que la viabilité économique des ressources associées aux champs non producteurs n'a pas encore été déterminée, mais la Société prévoit réaliser les évaluations économiques exhaustives de ces champs au cours des cinq prochaines années.

Éventualités non techniques

Le reclassement des ressources éventuelles associées au secteur Exploration et production en réserves prouvées et probables dépend principalement de la réception des approbations réglementaires adéquates et de l'évaluation que le développement obtiendra l'approbation du conseil de Suncor et des partenaires de coentreprise, le cas échéant, et débutera dans un délai raisonnable. Les ressources éventuelles pour certains biens du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord situés dans des régions éloignées dépendent également de l'établissement d'un cadre réglementaire adéquat.

La production estimative pour la Syrie en 2012 a été classée comme des ressources éventuelles et dépend de la capacité de Suncor d'enregistrer une production et de recevoir des paiements. Pour ce faire, les sanctions visant Suncor et imposées en raison de l'agitation politique en Syrie doivent être levées pour que la Société puisse faire affaire avec son partenaire de coentreprise en Syrie. Pour le reste des ressources éventuelles associées aux actifs syriens de Suncor, le fait qu'une quantité de production quotidienne soit prévue par contrat, ce qui limite la quantité de gaz pouvant être produite, représente la principale éventualité. Cette limitation de la production empêche une partie des ressources d'être produites pendant la durée du contrat. Cette éventualité pourrait être retirée si le contrat est prolongé ou si celui-ci prévoit une quantité quotidienne plus élevée à un prix de vente suffisant.

SITUATION DANS L'INDUSTRIE

L'industrie pétrolière et gazière est assujettie à de nombreux contrôles et règlements régissant son exploitation (y compris le régime foncier, l'exploration, l'environnement, le développement, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) imposés par les lois adoptées par divers ordres de gouvernement et, quant à l'exportation et à la imposition du pétrole et du gaz naturel, par des conventions conclues entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta, entre autres, ainsi que les gouvernements des États-Unis et d'autres territoires étrangers dans lesquels nous exerçons des activités, que les investisseurs dans l'industrie pétrolière et gazière devraient évaluer soigneusement. Il n'est pas prévu que ces contrôles et règlements auront sur les exploitations de la Société un effet sensiblement différent de celui qu'ils auraient sur les autres sociétés pétrolières et gazières d'envergure semblable et possédant des actifs similaires. Toutes les dispositions législatives actuelles sont du domaine public et la Société n'est pas en mesure de prévoir quelles autres dispositions ou modifications législatives pourraient être adoptées. La description qui suit présente certains des aspects principaux des lois, des règlements et des conventions qui régissent les activités de Suncor.

Établissement des prix, commercialisation et exportation du pétrole brut et du gaz naturel

Les producteurs de pétrole ont le droit de négocier des contrats d'achat et de vente directement avec les acheteurs. La plupart des contrats sont liés aux prix mondiaux du pétrole. Ces derniers sont établis en fonction des transactions physiques et financières réalisées quotidiennement, hebdomadairement et mensuellement sur le pétrole brut à l'échelle planétaire. Ces prix sont fondés principalement sur les paramètres mondiaux de l'offre et de la demande. Ils sont en partie tributaires de la qualité du pétrole, du prix des autres carburants, de la distance par rapport au marché, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et d'autres modalités contractuelles. Au Canada, les exportateurs de pétrole peuvent également conclure des contrats d'exportation. Si la durée d'un contrat d'exportation est supérieure à un an, dans le cas du pétrole brut léger, ou à deux ans, dans le cas du pétrole brut lourd (jusqu'à concurrence de 25 ans), l'exportateur doit obtenir un permis d'exportation de l'Office national de l'énergie (l'« ONE »), et la délivrance d'un tel permis nécessite une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil. Si la durée d'un contrat d'exportation ne dépasse pas un an, dans le cas du pétrole brut léger, ou deux ans, dans le cas du pétrole brut lourd, l'exportateur est tenu d'obtenir de l'ONE une ordonnance approuvant l'exportation.

Le prix du gaz naturel est également fixé par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Le gaz naturel exporté du Canada est assujéti à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier le prix et d'autres modalités avec les acheteurs, à la condition que les contrats d'exportation

continuent de respecter certains autres critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Pour ce qui est des contrats d'exportation de gaz naturel (autres que le propane, le butane et l'éthane) d'une durée de plus de deux ans (et d'au plus 25 ans), l'exportateur doit obtenir de l'ONE un permis d'exportation et la délivrance d'un tel permis nécessite une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil. Les contrats d'exportation de gaz naturel (autres que le propane, le butane et l'éthane) d'une durée de deux ans au maximum ou les contrats d'exportation visant des quantités de 30 000 m³/j ou moins et d'une durée s'échelonnant entre 2 et 20 ans nécessitent l'obtention d'une ordonnance de l'ONE. Le gouvernement de l'Alberta réglemente également la quantité de gaz naturel qui peut être extrait de son territoire à des fins d'utilisation à l'extérieur de celui-ci en tentant compte de certains facteurs tels que la disponibilité des réserves, les ententes de transport et certaines questions relatives au marché.

Sur le plan international, les prix du pétrole brut et du gaz naturel varient en réaction aux fluctuations de l'offre et de la demande de pétrole brut et de gaz naturel, à l'incertitude sur les marchés et à divers autres facteurs indépendants de la volonté de Suncor. Ces facteurs comprennent notamment les mesures prises par l'OPEP, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, les faits nouveaux sur le plan politique, l'approvisionnement en pétrole étranger, le prix des importations étrangères, la disponibilité d'autres sources de carburant et les conditions météorologiques.

Capacité pipelinère

Bien que des travaux de prolongement des pipelines soient en cours, il peut à l'occasion y avoir répartition de la capacité sur les réseaux de pipelines en raison de problèmes d'exploitation de pipelines et de problèmes en aval susceptibles de limiter la capacité de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de l'Ouest canadien.

Récemment, la capacité pipelinère de soutenir la croissance de l'industrie des sables pétrolifères au Canada a fait l'objet d'un débat politique et environnemental. Suncor soutient le développement responsable de l'infrastructure pipelinère qui ouvrirait l'accès à d'autres marchés.

Redevances, mesures incitatives et impôt sur le revenu

Canada

Outre la réglementation fédérale, chaque province a des lois et des règlements qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres questions. Le régime de redevances influe considérablement sur la rentabilité de la production de PBS, de bitume, de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel. Les redevances à payer sur la production tirée de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire minier et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains puisse être assujettie à certaines taxes et redevances et à certains impôts provinciaux. Les redevances à la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et correspondent habituellement à un pourcentage des produits tirés de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles repose généralement en partie sur des prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le champ a été découvert, la méthode de récupération, la profondeur des puits et le type ou la qualité du produit pétrolier produit. D'autres redevances et droits pouvant être assimilés à des redevances sont à l'occasion déduits de la participation directe du propriétaire dans le cadre d'opérations privées. On les appelle souvent redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes, participations au revenu net ou intérêts passifs nets.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent à l'occasion des programmes d'encouragement destinés à stimuler l'exploration et le développement. Ces programmes offrent souvent des réductions ou des exonérations temporaires de redevances et des crédits d'impôt et sont généralement implantés lorsque le prix des produits de base est bas. Ils sont destinés à stimuler les activités d'exploration et de développement en améliorant le bénéfice et les flux de trésorerie au sein de l'industrie. Les exonérations temporaires et les réductions de redevances réduiraient le montant des redevances à la Couronne versées aux gouvernements provinciaux par les producteurs de pétrole et de gaz et augmenteraient le bénéfice net et les fonds provenant de l'exploitation de ces producteurs.

Le taux de l'impôt fédéral canadien des sociétés prélevé sur le bénéfice imposable s'établissait à 16,5 % en date du 1^{er} janvier 2011 pour le bénéfice provenant d'une entreprise exploitée activement, y compris un bénéfice provenant de ressources, et a été ramené à 15 % le 1^{er} janvier 2012. Le taux de l'impôt provincial moyen de Suncor en 2011 était de 10,69 % et il devrait baisser pour s'établir à 10,39 % en 2014 lorsque les réductions du taux de l'impôt provincial qui ont été adoptées entreront en vigueur.

Autres territoires

Les activités aux États-Unis sont soumises au taux d'imposition fédéral américain de 35 % et à divers taux d'imposition étatique, principalement à un taux de 4,63 % au Colorado.

Il n'y a aucune redevance payable sur la production de la partie britannique de la mer du Nord; toutefois, le taux d'imposition des profits sur le pétrole et le gaz naturel est passé de 50 % à 62 % avec prise d'effet le 23 mars 2011 depuis que le gouvernement britannique a annoncé une augmentation de ses frais excédentaires, qui sont passés de 20 % à 32 %.

Suncor accumule des crédits d'impôt remboursables relativement à ses frais d'exploration admissibles en Norvège au taux de 78 %.

Les sommes présentées comme des redevances au titre de la production tirée de nos activités en Libye et en Syrie sont déterminées aux termes de CPP. Les sommes calculées reflètent la différence entre la participation directe de Suncor dans le projet donné et les produits des activités ordinaires nets attribuables à Suncor aux termes du CPP. Toutes les participations du gouvernement dans les activités, à l'exception des impôts sur le revenu, sont présentées sous forme de redevances.

Aux termes de nos CPP en Libye, des impôts sur le revenu sont payables. Suncor prépare des déclarations d'impôt sur le revenu des sociétés qui sont traitées par la NOC, qui, à son tour, obtient un acquit des autorités fiscales qui est transmis à Suncor. La NOC remet les impôts pour le compte de Suncor. Jusqu'à la réception des acquits, Suncor enregistre à la fois un impôt sur le revenu payable à l'autorité fiscale et un impôt sur le revenu compensatoire à recevoir de la NOC.

Pour nos CPP en Syrie, Suncor a été informée que l'impôt sur le revenu n'est pas payable jusqu'à ce que le projet Ebla atteigne le stade de récupération de l'investissement initial. Lorsqu'ils deviennent payables, les impôts sur le revenu sont pris en charge, versés et acquittés pour le compte de Suncor par la GPC.

Régime foncier

Au Canada, le pétrole, le bitume et le gaz naturel se trouvant dans l'Ouest canadien appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis d'une durée variable, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel se trouvant dans ces provinces peuvent aussi appartenir au secteur privé et les droits d'exploration et de production de ce pétrole et de ce gaz sont habituellement accordés aux termes de baux selon des modalités négociées. Dans les régions frontières du Canada, les droits miniers appartiennent principalement au gouvernement fédéral canadien, qui accorde les droits de tenure sous forme de licences d'exploration, de découverte importante et de production, directement ou par l'entremise d'ententes de compétence partagée avec les autorités provinciales compétentes.

Dans de nombreux autres territoires étrangers, le pétrole et le gaz naturel appartiennent généralement aux gouvernements nationaux, qui accordent des droits sous forme de licences et de permis d'exploration, de licences de production, d'ententes de partage de la production et d'autres formes similaires de tenure. Dans tous les cas, les droits d'exploration, de développement et de production du pétrole et du gaz naturel de Suncor sont soumis au respect continu des exigences réglementaires établies par le pays pertinent.

Réglementation environnementale

La Société est soumise à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis et du Royaume-Uni ainsi que d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. Ces régimes réglementaires consistent en des lois d'application générale qui nous régissent de la même manière qu'elles s'appliquent à d'autres sociétés et entreprises internationales du secteur de l'énergie. Les régimes réglementaires exigent que nous obtenions des permis et des licences d'exploitation et imposent certaines normes et mesures de contrôle sur les activités relatives à l'extraction, à l'exploration, au développement et à la production de pétrole et de gaz et au raffinage, à la distribution et à la commercialisation des produits pétroliers et pétrochimiques. Il est généralement nécessaire de faire des évaluations environnementales et d'obtenir des autorisations des autorités de réglementation avant d'entreprendre la plupart des nouveaux grands projets ou d'apporter des changements importants aux exploitations actuelles. En outre, cette législation exige que la Société abandonne et remette en état à la satisfaction des autorités provinciales l'emplacement des puits et des installations et dans certains cas, cette exigence peut demeurer la responsabilité de la Société même après le dessaisissement d'un actif

en faveur d'un tiers. La conformité à ces lois peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et autorisations nécessaires, une responsabilité civile quant aux dommages dus à la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions rigoureuses. Outre ces exigences précises et connues, nous prévoyons d'autres modifications à la législation environnementale, notamment la future loi sur la pollution de l'air (les critères de contaminants atmosphériques) et les émissions de gaz à effet de serre (GES), qui imposeront de nouvelles exigences aux sociétés qui évoluent dans le secteur de l'énergie.

Un certain nombre de lois, de règlements et de cadres sont en développement ou ont été mis en place par différents organismes de réglementation provinciaux du Canada qui supervisent le développement des sables pétrolifères, y compris le Plan de mise en œuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux annoncé récemment. Ils se rapportent entre autres à la gestion des résidus et à l'utilisation de l'eau et des terrains. Bien que les conséquences financières de ces lois, règlements et cadres en développement soient inconnues à ce jour, la Société est déterminée à travailler avec les organismes de réglementation appropriés dans le cadre de leur élaboration de nouvelles politiques et à se conformer entièrement à l'ensemble des lois, règlements et cadres existants et nouveaux qui s'appliqueront aux activités de la Société.

De façon générale, il subsiste de l'incertitude quant aux résultats et aux incidences des lois et des règlements en matière de changements climatiques et d'environnement (qu'ils soient actuellement en vigueur ou qu'ils soient proposés, comme il est décrit dans les présentes, ou encore qu'il s'agisse de lois et de règlements futurs); il est actuellement impossible de prédire la nature de ces exigences futures ou l'incidence que celles-ci auront sur la Société ainsi que sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de celle-ci. Nous continuons de travailler activement afin d'atténuer notre impact sur l'environnement, y compris en prenant des mesures afin de réduire les émissions de GES, en investissant dans les formes d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne et les biocarburants, en continuant les activités de remise en état des terrains, en installant du nouveau matériel de réduction des émissions et en travaillant pour faire progresser d'autres technologies environnementales, comme le captage et le stockage du carbone.

L'étendue des récentes réglementation et initiatives environnementales ont eu une incidence sur de nombreux aspects importants pour les activités de Suncor, dont certains sont résumés dans les sous-rubriques qui suivent.

Changements climatiques

Suncor exerce ses activités dans de nombreux territoires qui ont réglementé les émissions industrielles de GES ou se proposent de le faire. Ces territoires qui ont réglementé leurs émissions de GES appuient généralement l'adoption de politiques fondées sur (i) le plafonnement de l'intensité des émissions de GES, (ii) le prix du carbone, possiblement par l'entremise d'un système de plafonnement et d'échange, (iii) une taxe ou (iv) la combinaison d'une taxe et d'un système de plafonnement et d'échange et (v) des politiques comprenant possiblement d'autres mesures comme des normes relatives au carburant à faible teneur en carbone et au carburant renouvelable. Suncor participe au processus de consultation visant l'élaboration de la réglementation proposée ainsi qu'aux autres efforts visant à harmoniser la réglementation des divers territoires nord-américains directement et indirectement par l'entremise d'associations de l'industrie.

Suncor estime que la gestion des questions liées aux changements environnementaux et climatiques devrait être une responsabilité commune à l'ensemble de la Société. Une matrice détaillée des rôles et attributions a été conçue dans le cadre du programme de gestion des GES de Suncor. Le chef de la direction et le chef de l'exploitation de Suncor sont les membres de la haute direction responsables des questions liées au développement durable. De concert avec le vice-président, Développement durable, les unités commerciales et des représentants techniques internes choisis sont chargés d'établir des objectifs fonctionnels en matière de développement durable et d'évaluer les progrès accomplis, notamment en ce qui concerne l'efficacité énergétique dans tous les secteurs de l'entreprise.

Le comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable du conseil d'administration examine trimestriellement l'efficacité avec laquelle Suncor remplit ses obligations en matière d'environnement, de santé et de sécurité (ESS). Le comité examine également l'efficacité avec laquelle Suncor établit des politiques appropriées en matière d'environnement, de santé et de sécurité, y compris les plans relatifs au rendement en matière de GES et à la réduction des émissions en fonction des normes juridiques, des normes du secteur et des normes de la communauté. Les systèmes de gestion sont tenus à jour par le comité afin de mettre en œuvre ces politiques et d'assurer leur respect.

Accords et traités internationaux relatifs aux changements climatiques

À la fin de 2009, la Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CP 15 CCNUCC) a eu lieu à Copenhague, au Danemark. L'un des principaux résultats de cette conférence a été l'accord de Copenhague. Pour signifier son acceptation de l'accord de Copenhague, le Canada

s'est par la suite engagé à réduire, d'ici 2020, ses émissions de GES de 17 % par rapport aux niveaux de 2005, ce qui correspond à l'engagement de réduction pris par les États-Unis. Toutefois, l'accord de Copenhague ne comprend pas d'engagements contraignants pour la réduction des émissions de CO₂; il ne prévoit pas non plus de mécanismes de conformité. L'autre aspect d'importance de l'accord de Copenhague était l'engagement des principaux pays émetteurs de fournir du financement, notamment 30 G\$ de 2010 à 2012, aux pays en voie de développement pour l'atténuation des changements climatiques et l'adaptation à ceux-ci.

Pendant la CP17 à Durban, en Afrique du Sud, plusieurs pays, dont le Canada, le Japon et la Russie, ont annoncé leur intention de ne pas participer à une deuxième période d'engagement aux termes du protocole de Kyoto; toutefois, le Canada a réaffirmé son engagement de réduction des GES et de financement aux termes de l'accord de Copenhague.

Réglementation fédérale canadienne sur les GES

Le gouvernement fédéral canadien a commencé à se pencher sur les émissions de secteurs précis de l'économie, notamment en mettant en œuvre des normes d'émission pour les véhicules concordant avec celles des États-Unis ainsi que des normes de rendement pour le secteur de la production d'énergie électrique thermique. De plus, toujours en s'alignant sur les États-Unis, le Canada a adopté une norme sur les carburants renouvelables, qui exige que l'offre d'essence provienne dans une proportion de 5 % de sources renouvelables comme l'éthanol et que l'offre de diesel provienne dans une proportion de 2 % du biodiésel. Le gouvernement fédéral canadien a déclaré qu'il ferait concorder son approche concernant la réglementation des GES avec celle des États-Unis et, en 2011, il a amorcé des discussions provisoires avec l'industrie pétrolière et gazière canadienne concernant une réglementation proposée pour le secteur.

Réglementation provinciale canadienne sur les GES

En l'absence d'une politique fédérale en matière d'émissions de GES, diverses provinces canadiennes ont établi leurs propres cibles de réduction des émissions de GES et ont adopté une législation permettant de réglementer les grands émetteurs de GES. Suncor continuera de participer avec les organismes gouvernementaux compétents à un dialogue constructif en vue d'élaborer un système harmonisé visant l'atteinte de cibles de réduction réelles et le développement durable des ressources.

En juillet 2007, aux termes du *Specified Gas Emitters Regulation* pris en application de la *Climate Change and Emissions Management Act* (Alberta), les installations émettant plus de 100 000 tonnes d'équivalents CO₂ (« CO_{2e} ») par année sont soumises à des restrictions qui plafonnent l'intensité des émissions (émissions de GES par unité de production) et sont tenues de réduire l'intensité des émissions de 12 % par rapport au niveau de base établi. Les cinq installations exploitées par Suncor en Alberta (usines des Activités de base des Sables pétrolifères, activités du projet MacKay River, activités du projet Firebag, raffinerie d'Edmonton et usine de traitement du gaz naturel Hanlan) sont soumises à cette loi et continuent de s'y conformer. En 2010, le total des coûts engagés pour se conformer à la réglementation albertaine était d'environ 11 M\$ et les objectifs de conformité ont été atteints par la réduction des émissions par unité de production, l'achat et le retrait de crédits compensatoires et les paiements effectués au Climate Change and Emissions Management Fund de l'Alberta (le fonds de technologie de l'Alberta). En mars 2012, Suncor prévoit déposer des rapports de conformité présentant les mesures prises par la Société en 2011 afin de démontrer que chaque installation a soit atteint son objectif en matière d'intensité, soit pris des mesures pour compenser l'intensité de ses émissions. Pour se conformer à la réglementation, Suncor peut réduire ses émissions, recourir aux projets de compensation sanctionnés par l'Alberta ou contribuer au fonds de technologie de l'Alberta. Au cours de la période de conformité allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2011, on estime que les frais de Suncor liés à la conformité s'établissent entre 10 M\$ et 15 M\$, d'après un coût de 15 \$/tonne, qui était en vigueur pour 2011. Les frais futurs peuvent être sujets à changement étant donné qu'à la fin de 2011, le *Specified Gas Emitters Regulation* a été modifié par le gouvernement de l'Alberta de sorte que la contribution n'est plus de 15 \$/tonne. La contribution sera plutôt établie sur ordre du ministre.

Plusieurs provinces canadiennes (dont la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec) sont membres de la Western Climate Initiative (WCI), un partenariat constitué de plusieurs territoires créé en 2007 pour s'attaquer aux questions relatives aux changements climatiques. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, la *Greenhouse Gas Reduction Act* (*Cap and Trade*) a permis au gouvernement de la Colombie-Britannique de participer au système d'échange mis en œuvre par la WCI. Des projets de règlements, de même que des règlements sur la compensation, ont été affichés par le Climate Action Secretariat de la Colombie-Britannique, mais ils n'ont pas encore été finalisés. La Colombie-Britannique a également instauré une taxe sur le carbone en 2008, dont le montant initial était de 10 \$/tonne de CO_{2e} et qui grimpe de 5 \$/tonne par an jusqu'en 2012, où elle atteint un plafond de 30 \$/tonne. Cette taxe sur le carbone est neutre en carbone puisque les produits qu'elle génère sont remis aux contribuables sous forme de réductions d'impôt et elle s'applique à la consommation. Aux termes de ces règlements, les installations de collecte et de production du gaz naturel de Suncor en C.-B. sont considérées comme une seule

installation, qui dépasse globalement le seuil de 100 000 tonnes exigeant que la déclaration des émissions soit vérifiée par des tiers. Les terminaux de distribution de produits raffinés de Suncor en C.-B. sont tenus de déclarer leurs émissions, mais ils ne dépassent pas le seuil exigeant la vérification par des tiers.

En 2007, le Québec a introduit une taxe sur la production et les importations d'hydrocarbures, dont les revenus sont remis au Fonds vert, fonds qui soutient les projets de transition et d'autres projets de réduction des émissions. Cette taxe a une incidence sur les activités de raffinage et de commercialisation de Suncor dans la province.

En 2011, le Québec a adopté des règlements pour l'établissement d'un système d'échange et de plafonnement des émissions de GES. Ce système exigeait que Suncor s'inscrive en tant qu'émetteur puisque sa raffinerie de Montréal produit plus de 25 000 tonnes de CO_{2e} par année. Les émetteurs doivent vérifier leurs émissions pendant des périodes de conformité spécifiques (la première période débutant le 1^{er} janvier 2013 et se terminant le 31 décembre 2014) et doivent soit réduire leurs émissions soit acheter des mécanismes de conformité admissibles pour couvrir leurs émissions en excédent d'un plafond désigné. Le Québec est responsable d'établir le plafond pour la province et d'attribuer les crédits aux émetteurs de son territoire. Le Québec a fait de 2012 une année de transition, où aucun plafond ne sera imposé. Les crédits peuvent être fusionnés dans toute la WCI, de sorte que les crédits émis par le Québec peuvent être achetés et vendus à l'intérieur du système d'échange plus vaste, qui, à l'heure actuelle, compte uniquement le Québec et la Californie. Il est prévu que le Fonds vert se greffera ultérieurement au système de plafonnement et d'échange.

L'Ontario est également membre de la WCI et a institué un règlement sur la déclaration obligatoire qui débute avec les émissions de 2010, mais ne compte pas mettre en œuvre d'autres règlements sur les GES pour le moment.

Réglementation sur les GES des États-Unis

Plusieurs tentatives ont été effectuées au cours des deux dernières années afin d'adopter une législation sur les GES aux États-Unis, mais aucune n'a réussi à obtenir à la fois l'approbation du Sénat et celle de la Chambre des représentants. Dans un effort pour bâtir une économie verte, le président a choisi de faire la promotion d'une norme en matière d'énergie verte qui réduirait les émissions de GES du secteur de l'énergie et accroîtrait l'utilisation de sources d'énergie plus propres, notamment le gaz naturel, l'énergie nucléaire et le charbon « propre ». De plus, le président effectue des pressions afin que la U.S. Environmental Protection Agency (« l'EPA ») réglemente les émissions de GES en vertu de la *Clean Air Act*. Les conséquences de la réglementation de l'industrie en vertu de l'EPA et le moment de la mise en œuvre de cette réglementation demeurent inconnues. Dans l'intervalle, l'EPA a mis en œuvre une règle de déclaration obligatoire des GES pour toutes les grandes installations (soit celles qui émettent plus de 25 000 tonnes par année), qui vise notamment la raffinerie de Commerce City de Suncor.

L'EPA a également exigé l'application des Renewable Fuel Standards 2, qui encouragent la hausse de la composition en éthanol du carburant, qui passera de sa limite actuelle de 10 % à 15 %. Plusieurs facteurs auront une incidence sur la capacité des raffineurs et des producteurs à se conformer à ces exigences, notamment le délai requis pour le renouvellement du parc, la capacité des stations de détail de fournir à la fois des carburants à 10 % et des carburants à 15 % et la responsabilité inhérente de s'assurer que les consommateurs utilisent le bon type de carburant pour leur véhicule.

L'État de la Californie a promulgué la loi « AB32 », qui prescrit une norme sur les carburants à faible teneur en carbone (NCFTC). En décembre 2011, la cour de district des États-Unis s'est prononcée contre la NCFTC de la Californie et a affirmé que cette norme contrevenait à la clause sur le commerce de la constitution des États-Unis. Même si Suncor ne commercialise pas directement ses produits en Californie, deux aspects de cette décision sont pertinents pour Suncor : la discrimination contre les producteurs qui ne sont pas de la Californie (dans ce cas, ceux qui dépendent de la production d'électricité à partir du charbon pour la production d'éthanol) et la tentative de la Californie d'utiliser une analyse du cycle de vie comme fondement de la NCFTC qui vise les procédés d'exploration et de production en dehors du champ de compétence de l'État. L'État de la Californie a indiqué qu'elle ferait appel de ce jugement. L'issue de l'appel devrait être connue en 2012.

Réglementation internationale

La phase II (2008-2012) du Système d'échange des quotas d'émission de l'Union européenne (le Système) a une incidence sur la production à l'étranger de Suncor (provenant d'installations dont elle n'est pas l'exploitant) dans les secteurs de la mer du Nord qui appartiennent au Royaume-Uni et à la Norvège. Le Système exige que les pays membres établissent des limites d'émissions pour les installations qui se trouvent dans leur pays et qui sont visées par le Système et qu'ils leur attribuent des plafonds d'émissions. Les installations peuvent respecter leur plafond en réduisant leurs émissions ou en achetant des crédits des autres participants. La phase III du Système devrait débiter en 2013 et se poursuivre jusqu'en 2020.

Utilisation des terrains

En 2011, le gouvernement de l'Alberta a publié son projet de plan régional pour le Lower Athabasca (LARP), qui couvre le Lower Athabasca et comprend le secteur des Sables pétrolifères de Suncor. Le LARP, qui a été mis au point dans le cadre du Land-Use Framework en vertu de la *Land Stewardship Act* (Alberta), identifie de nouvelles zones de conservation et établit de nouveaux cadres de gestion pour la qualité de l'air, de l'eau de surface et de l'eau souterraine. Les nouvelles zones de conservation ne chevauchent aucune des concessions de Suncor. Les cadres de gestion établissent en bonne et due forme un certain nombre d'outils réglementaires qui sont déjà utilisés par le gouvernement pour gérer les aspects environnementaux du développement des sables pétrolifères et peuvent exiger que Suncor participe davantage à l'évaluation des questions environnementales. Les cadres de gestion touchent les aspects suivants :

- **Air.** Le cadre de gestion a été conçu pour conserver la flexibilité et pour gérer les effets cumulatifs du développement sur la qualité de l'air au sein de la région en établissant des mécanismes de déclenchement et des limites pour le dioxyde d'azote (NO₂) et le dioxyde de soufre (SO₂). Le cadre de gestion comprend des mécanismes de déclenchement et des limites pour la qualité de l'air ambiant. Des mesures de gestion doivent être prises lorsque les mécanismes de déclenchement sont dépassés ou que les limites sont réduites.
- **Eau de surface.** Le cadre de gestion s'ajoute à la législation provinciale existante et aux politiques existantes sur la qualité de l'eau sans les remplacer et délimite la surveillance et la gestion à long terme des changements cumulatifs dans la qualité de l'eau au bas de la rivière Athabasca. Le cadre prévoit des limites et des mécanismes de déclenchement relatifs à la qualité pour divers indicateurs, établis en fonction des lignes directrices de l'Alberta, du Conseil canadien des ministres de l'Environnement, de Santé Canada et de l'EPA des États-Unis. Des mesures de gestion doivent être prises lorsque les mécanismes de déclenchement ou que les limites sont atteints.
- **Eau souterraine.** Le cadre de gestion vise à gérer les ressources d'eau souterraine non saline de façon durable et à protéger les ressources de la contamination et de la surutilisation. Il vise à assurer la détection en temps opportun de changements clés aux indicateurs et décrit les mesures de gestion qui seront prises si les mécanismes de déclenchement ou les limites, notamment des indicateurs propres au site, sont atteints.

Remise en état et résidus

En février 2009, l'ERCB a publié la directive 74 intitulée « Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes ». La directive établit des critères de rendement des activités liées aux résidus ainsi que des exigences d'approbation, de suivi et de déclaration relativement aux bassins de résidus et aux plans d'utilisation des résidus. Suncor en est aux derniers stades de sa transition, qui marque l'abandon de son processus de gestion des résidus consolidés actuel pour l'adoption du procédé TRO_{MC}, qui est la nouvelle stratégie de gestion des résidus de Suncor. Le procédé TRO_{MC} a été approuvé par l'ERCB en juin 2010. Le plan de mine de Suncor vise à faciliter la mise en œuvre du procédé TRO_{MC} en prévoyant de l'espace pour le séchage des résidus et en assurant une capacité de stockage adéquate et en temps opportun pour les résidus d'extraction provenant des mines Millennium et NSE.

Le gouvernement de l'Alberta a également mis en place le programme de sécurité financière des mines (Mine Financial Security Program (MFSP)), selon lequel les sociétés de sables pétrolifères sont responsables de tous les aspects de la suspension, de l'abandon, de la remise en état et des travaux de remise en état en surface à leurs mines et demeurent responsables du site jusqu'à ce qu'un certificat de remise en état ait été délivré par le gouvernement. Le MFSP exige un montant de base de garantie pour chaque projet sous forme de lettres de crédit, qui fourniraient les fonds nécessaires pour sécuriser le site. D'autres garanties sont nécessaires dans d'autres situations, comme l'omission de se conformer aux plans de remise en état en vigueur ou lorsque la durée de vie restante estimative relative à la production de la mine atteint certains niveaux; toutefois, Suncor n'est pas tenue de fournir des garanties supplémentaires. En 2011, le gouvernement de l'Alberta a finalisé des changements du MFSP, mais ceux-ci n'ont pas de grandes répercussions sur les exigences existantes ou à court terme s'appliquant à Suncor pour la fourniture de garanties supplémentaires.

Fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est le procédé qui consiste à pomper un fluide ou un gaz sous pression dans un puits, ce qui cause le craquage ou la fracturation de la roche environnante. Le fluide, habituellement composé d'eau, de sable, de produits chimiques et d'autres additifs, se répand dans les craquelures tandis que le sable sert à empêcher que celles-ci ne se referment et permet la récupération du gaz naturel ou des liquides. Les fluides de fracturation sont

ramenés à la surface au moyen du trou de forage et sont entreposés en vue de leur utilisation ou de leur évacuation future conformément à la réglementation régionale, ce qui peut comprendre leur injection dans des puits souterrains.

Le gouvernement du Canada supervise l'utilisation de produits chimiques au moyen de son Plan de gestion des produits chimiques et de son Programme des substances nouvelles. Certaines provinces exigent que le détail des fluides utilisés pour la fracturation soit soumis aux organismes de réglementation. En Alberta, l'ERCB exige que des documents soient soumis concernant la quantité de fluides et d'additifs pour toutes les activités de fracturation.

Même si ce procédé est en usage depuis de nombreuses générations et a fait l'objet d'améliorations, son utilisation accrue au cours des dernières années pour accéder aux hydrocarbures contenus dans des réservoirs non classiques, comme les formations de schiste, a soulevé des inquiétudes concernant l'interaction des fluides de fracturation avec les sources d'eau. Aux États-Unis, le procédé est réglementé par les gouvernements étatiques et locaux, mais l'EPA envisage d'entreprendre une vaste étude puisque le procédé se rapporte à la *Clean Water Act*, qui est une loi nationale. Les règles américaines concernant la fracturation hydraulique pourraient influencer la réglementation d'autres territoires et forcer les sociétés pétrolières et gazières, y compris Suncor, à cesser d'utiliser ce procédé ou à ajouter des technologies de contrôle de la pollution à leurs activités. Les incidences de la réglementation de ce procédé par l'EPA ne sont pas encore connues.

Initiatives de collaboration de l'industrie

Pour les questions environnementales, la nécessité pour les sociétés énergétiques de collaborer davantage les unes avec les autres et avec leurs intervenants respectifs est une question d'importance névralgique pour l'industrie des sables pétrolifères. Dans le cadre de l'Oil Sands Leadership Initiative (OSLI), Suncor travaille en étroite collaboration avec des sociétés partageant la même philosophie afin d'apporter des améliorations tangibles à la performance environnementale, sociale et économique de l'industrie des sables pétrolifères. Ces sociétés se sont réunies afin de mettre en commun leurs ressources et leur expertise. En 2010, les membres de l'OSLI se sont penchés sur les nouvelles technologies afin d'améliorer la réutilisation à l'échelle de l'industrie des eaux usées contenant des résidus et de rendre la récupération de pétrole plus éconergétique, tout en faisant participer de nouveaux intervenants et leaders d'opinion.

De plus, Suncor et six autres sociétés de sables pétrolifères ont annoncé la création de l'Oil Sands Tailings Consortium (consortium pour la gestion des résidus de l'industrie des sables pétrolifères) en décembre 2010 et ont convenu de travailler de concert afin de faire progresser la gestion des résidus. Chaque société s'est engagée à partager ses recherches et technologies existantes en matière de résidus et à lever les obstacles à la collaboration pour les futurs travaux de recherche et développement portant sur les résidus. Les sociétés s'engagent en retour à effectuer de futurs investissements en recherche pour accélérer les avancées des technologies de gestion des résidus.

Engagement de Suncor en matière de développement durable

Suncor demeure engagée à réduire l'intensité globale de ses émissions de GES, en plus de ses autres objectifs visant l'amélioration de l'efficacité énergétique, la réduction de l'utilisation d'eau, l'accroissement de la remise en état des terrains et la réduction des émissions atmosphériques. Nous continuons de travailler activement à réduire notre empreinte environnementale, notamment en prenant des mesures pour réduire les émissions de GES, en investissant dans des formes renouvelables d'énergie, comme l'énergie éolienne et les biocarburants, en accélérant la remise en état des terrains, en installant de nouveaux équipements de réduction des émissions et en recherchant d'autres occasions, tant à l'interne que dans le cadre d'initiatives en partenariat, comme notre rôle dans l'OSLI. Pour de plus amples renseignements, on se reportera à notre Rapport sur le développement durable au www.suncor.com.

FACTEURS DE RISQUE

La Société s'engage à mettre en œuvre un programme proactif de gestion des risques d'entreprise qui vise à permettre la prise de décisions par l'identification constante des risques inhérents aux actifs et aux activités de Suncor. Le comité sur le risque d'entreprise (CRE) de la Société, composé de représentants d'expérience des groupes commerciaux et d'exploitation de Suncor, supervise les procédures, à l'échelle de la Société, pour relever, évaluer et communiquer les principaux risques de la Société. Les risques principaux sont ceux qui ont le potentiel d'avoir une incidence importante sur la capacité de l'une de nos entreprises ou de nos fonctions d'atteindre ou de soutenir un objectif de Suncor.

Volatilité des prix des marchandises

Notre rendement financier est étroitement lié aux prix du pétrole brut dans nos activités en amont et aux prix du pétrole raffiné dans nos activités en aval et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel dans nos activités en amont, dans le cadre desquelles le gaz naturel est à la fois un intrant et un extrant de nos procédés de production. Les prix de toutes ces marchandises peuvent être influencés par les facteurs entourant l'offre et la demande mondiales et régionales.

Les prix du pétrole brut sont notamment influencés par la vigueur et la croissance de l'économie mondiale (particulièrement dans les marchés émergents), les événements politiques, le respect ou le non-respect des quotas imposés aux membres de l'OPEP, l'accès aux marchés du pétrole brut et le climat. Ces facteurs influencent différemment les divers types de pétrole brut et de produits raffinés et peuvent avoir une incidence sur les écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd (y compris le bitume fluidifié) et entre le pétrole brut classique et le pétrole brut synthétique.

Suncor prévoit une hausse de la production de bitume non valorisé dans les années à venir, en raison principalement de l'expansion de Firebag. Étant donné son faible degré de viscosité, le bitume est mélangé à un diluant léger ou à du PBS et vendu sous forme de pétrole brut lourd. Les marchés pour le pétrole brut lourd sont plus restreints que ceux pour le pétrole brut léger, ce qui les rend plus vulnérables aux fluctuations de l'offre et de la demande. Les prix du pétrole brut lourd sont inférieurs à ceux du pétrole brut léger, en raison principalement de la qualité et de la valeur inférieures du rendement du produit raffiné et des coûts supérieurs engagés pour le transport par pipeline d'un produit plus visqueux. L'écart de prix entre le pétrole brut léger et du WCS est particulièrement important pour Suncor. Le WCS regroupe la production de pétrole brut lourd et de bitume fluidifié provenant de l'Ouest canadien. Le prix du WCS est influencé par les facteurs entourant l'offre et la demande régionales, comme la disponibilité et le prix du diluant, et par l'accessibilité par pipeline à des marchés primaires et le coût pour y accéder. Les écarts de prix à venir sont incertains et le creusement de l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, spécialement l'obtention de prix pour le bitume que Suncor n'est pas en mesure de valoriser.

Les prix et les marges de raffinage des produits pétroliers raffinés sont également touchés, entre autres, par les prix du pétrole brut, la disponibilité du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, les niveaux des stocks de produits raffinés, la disponibilité des raffineries régionales, la concurrence sur le marché et d'autres facteurs régionaux.

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont touchés principalement par l'offre et la demande et par les prix des sources d'énergie alternatives. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner une grande volatilité des prix.

Les prix des marchandises et les marges de raffinage ont connu de fortes fluctuations au cours des dernières années. Étant donné la récente incertitude économique mondiale, nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues à l'égard des prix des marchandises à court terme et à la possibilité que les prix du pétrole brut et des produits de pétrole raffiné redescendent aux bas niveaux que nous avons connus en 2008 et en 2009. Une période prolongée de faibles prix pourrait avoir une incidence sur la valeur de nos actifs en amont et en aval et le niveau des dépenses affectées à des projets de croissance pourrait entraîner une réduction de la production à certains biens et comporte une baisse de la valeur comptable. Par conséquent, les faibles prix des marchandises, en particulier du pétrole brut, pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Politique gouvernementale

Suncor est régie par la réglementation fédérale, provinciale, étatique et municipale applicable dans de nombreux pays. La Société est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions portant sur l'industrie pétrolière et gazière telles que le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le revenu), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection environnementale, le rendement en matière de sécurité, la réduction des émissions de GES et autres émissions, l'exportation de pétrole brut, de gaz naturel et d'autres produits, les interactions de la Société avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits d'exploration et de production, de concessions sur des sables pétrolifères ou d'autres droits, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur le développement et l'abandon de champs et de sites miniers (y compris les restrictions sur la production) et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels.

Des modifications des politiques ou de la réglementation gouvernementales ont une incidence directe sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor, comme en témoignent des initiatives comme le programme d'examen des redevances gouvernementales de l'Alberta en 2007

et, plus récemment, les sanctions commerciales imposées en Libye et en Syrie par des gouvernements internationaux, dont le Canada, de même que l'accroissement des taxes sur la production au R.-U. Les modifications des politiques ou de la réglementation gouvernementales peuvent également avoir une incidence indirecte sur Suncor comme l'opposition aux nouveaux réseaux nord-américains de pipelines, comme Keystone XL, ou une incidence cumulative au fil du temps, par le resserrement de la réglementation environnementale ou l'adoption de régimes d'imposition ou de redevances défavorables. Le résultat de ces modifications peut également mener à des frais supplémentaires liés à la conformité et à niveaux supplémentaires de personnel et de ressources et augmenter également l'exposition aux autres principaux risques de Suncor, dont la non-conformité en matière d'environnement ou de sécurité et l'obtention de permis.

Réglementation environnementale

La modification de la réglementation environnementale pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie en influençant la demande, la formulation ou la qualité de nos produits ou en exigeant des dépenses en immobilisations ou des frais de distribution accrus, qui peuvent être récupérés ou non sur le marché. La complexité et l'ampleur des modifications de la réglementation environnementale pourraient rendre extrêmement difficile la prédiction de l'incidence éventuelle sur Suncor. La direction prévoit que les dépenses en immobilisations et les frais d'exploitation pourraient augmenter à l'avenir par suite de la mise en œuvre de nouveaux règlements environnementaux plus rigoureux. Le non-respect de la réglementation gouvernementale pourrait mener à l'imposition d'importantes amendes et pénalités, à l'obligation d'acquitter des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi qu'à la perte de licences et de permis d'importance, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Voici certaines questions qui font ou pourraient faire l'objet d'une réglementation environnementale :

- les effets régionaux cumulatifs possibles du développement des sables pétrolifères;
- la fabrication, l'importation, l'entreposage, le traitement et l'élimination des déchets et des substances industriels ou dangereux;
- le besoin de réduire ou de stabiliser diverses émissions dans l'atmosphère;
- les prélèvements et l'utilisation d'eau et les rejets dans l'eau;
- l'utilisation de la fracturation hydraulique pour faciliter la récupération et la production de pétrole et de gaz naturel;
- les questions portant sur la remise en état des terrains, la restauration des sols et la protection de l'habitat des espèces sauvages;
- la reformulation de l'essence pour favoriser une diminution des émissions provenant des véhicules;
- le calcul et la réglementation, par un État américain ou par le gouvernement fédéral américain, de la teneur en carbone du carburant pendant la vie utile de ce dernier;
- les règlements ou les politiques des gouvernements étrangers ou d'autres organisations étrangères visant à limiter les achats de pétrole produit à partir de sources non classiques, comme les sables pétrolifères.

Réglementation en matière de changements climatiques

Les lois et les règlements futurs pourraient imposer des obligations importantes advenant le non-respect de leurs exigences; toutefois, Suncor prévoit que les coûts associés au respect des nouveaux règlements environnementaux et en matière de changements climatiques ne seront pas assez élevés pour causer des désavantages importants pour la Société ou des dommages importants à son positionnement concurrentiel. Même s'il semble à l'heure actuelle que les règlements et les cibles en matière de GES se resserreront et même si Suncor continuera ses efforts pour réduire l'intensité des émissions de CO₂ de nos activités, les émissions absolues de CO₂ de notre Société continueront d'augmenter à mesure que nous mettrons en œuvre une stratégie de croissance prudente et planifiée.

Dans le cadre de notre planification continue des activités, Suncor évalue les coûts potentiels liés aux émissions de dioxyde de carbone (CO₂) dans notre évaluation de projets futurs, en fonction de notre compréhension actuelle des règlements à venir et possibles en matière de GES. Les États-Unis et le Canada ont indiqué que les politiques en matière de changements climatiques qui pourraient être mises en œuvre tenteront d'équilibrer les préoccupations relatives à l'économie, à l'environnement et à la sécurité énergétique. À l'avenir, nous nous attendons à ce que la réglementation évolue avec un signal de prix pour le carbone modéré, et à ce que le régime de prix progresse prudemment. Suncor continuera à examiner l'incidence des scénarios de réductions futures des émissions de

carbone sur notre stratégie, en utilisant un éventail de coûts de base de 15 \$ à 45 \$ la tonne de CO₂ équivalent appliqué à différentes politiques de réglementation et de sensibilisation aux prix.

Même si Suncor ne commercialise pas activement ses produits en Californie, les incidences de l'adoption par d'autres États ou pays d'une loi analogue à la LCFS pourraient représenter un obstacle important à nos exportations de pétrole brut extrait des sables pétrolifères si les territoires importateurs ne reconnaissent pas les efforts entrepris par l'industrie des sables pétrolifères pour atteindre les réductions de l'intensité des émissions légiférées par le gouvernement de l'Alberta.

En général, une incertitude demeure concernant l'issue et les incidences de la réglementation proposée ou éventuelle en matière de changements climatiques et d'environnement. Le gouvernement fédéral canadien a déclaré qu'il harmoniserait sa législation concernant les émissions de GES avec celle des États-Unis. Même si l'on ne connaît pas encore l'approche que prendront les États-Unis ni le moment où cette approche sera adoptée, le gouvernement fédéral canadien a indiqué qu'il privilégiait une approche par secteur; toutefois, on ne connaît pas avec certitude la forme que prendra la réglementation pour le secteur pétrolier et gazier ni le type de mécanismes de conformité dont disposeront les grands émetteurs. À l'heure actuelle, la Société estime qu'il est impossible de prédire la nature des exigences ou l'incidence sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor. L'incidence des règlements en voie d'élaboration ne peut être quantifiée à l'heure actuelle étant donné l'absence de renseignements détaillés sur le fonctionnement des mécanismes.

Remise en état

Il existe des risques associés spécifiquement à notre capacité de remettre en état les bassins de résidus contenant de fins résidus mûrs avec le procédé TRO_{MC} ou d'autres méthodes et technologies. Suncor s'attend à ce que le procédé TRO_{MC} aide la Société à remettre en état les bassins de résidus en réduisant les résidus. Le succès du procédé TRO_{MC} ou des autres méthodes ou technologies et le temps nécessaire pour remettre en état les bassins de résidus pourraient faire augmenter ou diminuer nos estimations des frais de mise hors service et de restauration. Notre omission ou notre incapacité à mettre adéquatement en œuvre nos plans de remise en état, y compris notre mise en œuvre prévue du procédé TRO_{MC} pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor. Dans les dernières années, Suncor a intensifié sa collaboration avec d'autres participants de l'industrie des sables pétrolifères afin de mettre en commun les technologies et les connaissances et de rechercher d'autres méthodes de gestion des résidus.

Redevances

Les redevances peuvent être touchées par des changements dans les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les volumes de production, les taux de change ainsi que les dépenses en immobilisations et les frais d'exploitation, par des changements dans la législation ou les CPP existants et par suite de la réalisation d'audits réglementaires visant les documents déposés au cours des années antérieures et d'autres événements imprévus. Certaines des questions où les procédures de règlement avec les organismes de réglementation pourraient faire en sorte que les charges au titre des redevances ou les redevances payables diffèrent considérablement des provisions actuellement prévues comprennent les questions suivantes :

- Pour les activités minières de Suncor (à l'exclusion de Suncor), la MEB est fondée sur les modalités de la CMR de Suncor, qui, d'après nous, imposent certaines limites sur la MEB provisoire telle qu'elle a été récemment promulguée et modifient la MEB de façon à prévoir des rajustements supplémentaires relatifs à la qualité et au transport. Pour les années 2009 et 2010, Suncor a déposé des avis de non-conformité auprès du gouvernement albertain, faisant valoir que des rajustements raisonnables relatifs à la qualité dans le calcul de la valeur de la MEB de Suncor n'avaient pas été considérés par le gouvernement de l'Alberta comme l'autorisait la CMR de Suncor. Suncor a également déposé auprès du gouvernement de l'Alberta un avis annonçant le début des procédures d'arbitrage aux termes de la CMR de Suncor. Les propriétaires de la coentreprise Syncrude ont également déposé un avis de non-conformité à l'égard de l'établissement de la valeur du bitume aux termes de ses conventions de 2008 avec le gouvernement albertain.
- Suncor a également porté en appel le rejet de certains coûts aux termes du nouveau régime de redevances en Alberta et de certains coûts aux termes d'ententes de redevances à Terre-Neuve-et-Labrador, comme les primes d'assurance.

La décision finale dans ces affaires pourrait avoir une incidence importante sur les redevances payables aux gouvernements respectifs et sur les charges au titre des redevances de la Société.

Exploitations à l'étranger

La Société possède des exploitations dans divers pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les exploitations et les actifs connexes de la Société sont assujetties à un certain nombre de risques et d'autres incertitudes découlant de la souveraineté du gouvernement étranger sur les activités internationales de la Société, qui peuvent comprendre notamment :

- les restrictions sur l'échange et les fluctuations du taux de change;
- la perte de revenus, de biens et d'équipement par suite d'une expropriation, de la nationalisation, de guerres, d'insurrections et des risques géopolitiques et autres risques d'ordre politique;
- les augmentations des taxes et impôts et des redevances gouvernementales;
- la conformité avec les lois anti-corruption existantes et émergentes, y compris la *Foreign Corrupt Practices Act* des États-Unis, la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* du Canada et la *Bribery Act* du Royaume-Uni;
- les renégociations de contrats avec des entités gouvernementales ou quasi-gouvernementales;
- les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères;
- des sanctions économiques et juridiques (par exemple des restrictions contre des pays où sévit la violence politique ou des pays que d'autres gouvernements pourraient estimer qu'ils commanditent le terrorisme).

En cas de différends touchant les exploitations de la Société à l'étranger, cette dernière pourrait être assujettie à la compétence exclusive de tribunaux étrangers et pourrait ne pas être en mesure d'assujettir des ressortissants étrangers à la compétence d'un tribunal du Canada ou des États-Unis. En outre, par suite d'activités dans ces régions et de l'évolution constante du cadre international régissant la responsabilité et la reddition de comptes des sociétés à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être également exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international.

En 2011, les activités en Libye et en Syrie ont été suspendues par suite de l'agitation politique et des sanctions qui ont été imposées en réponse par les gouvernements internationaux. Des discussions avec les autorités libyennes se poursuivent concernant le statut des conditions contractuelles existantes, y compris les volumes de production et les engagements d'exploration. Il demeure suffisamment d'incertitude entourant nos activités dans cette région, notamment concernant la reprise graduelle de la production, la durabilité des volumes de production actuels et l'ampleur des dommages causés aux actifs de la Société, qui n'ont pas encore été pleinement évalués. Par conséquent, rien ne garantit que la production retournera à ses niveaux antérieurs ou continuera aux niveaux actuels.

En réponse aux sanctions et à l'escalade de l'agitation politique en Syrie, Suncor a déclaré une situation de force majeure en décembre 2011, a retiré ses employés expatriés et a cessé d'enregistrer une production en Syrie. L'évaluation par Suncor de la situation au 31 décembre 2011 n'a pas obligé la Société à enregistrer une charge au titre de la moins-value sur les actifs de la Société; toutefois, si la situation actuelle persistait ou empirait et empêchait Suncor de reprendre ses activités à court terme, la Société estime que ses actifs en Syrie pourraient subir une perte de valeur à l'avenir. Rien ne garantit le moment où la production de Suncor à partir de ses actifs syriens reprendra ou retournera à ses niveaux antérieurs. Les activités de Suncor en Syrie représentaient environ 3 % du bénéfice net consolidé de la Société et 3% des flux de trésorerie d'exploitation de la Société en 2011. La valeur comptable des actifs nets de Suncor en Syrie au 31 décembre 2011 était d'environ 900 M\$.

L'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou des événements de violence politique futurs éventuels sur l'industrie du pétrole et du gaz, et sur nos activités en particulier, n'est pas connue pour le moment. Une telle incertitude pourrait toucher nos activités de façon imprévisible, notamment des perturbations de l'approvisionnement en carburant et des marchés du carburant, particulièrement en ce qui a trait au pétrole brut, et la possibilité que les installations d'infrastructure, y compris les pipelines, les installations de production, les usines de traitement et les raffineries, soient des cibles directes ou des victimes indirectes d'un acte de terrorisme, de violence politique ou de guerre. Nous pourrions devoir engager des coûts importants dans l'avenir afin de protéger nos actifs contre des activités terroristes ou de réparer des dommages probables à nos installations. Rien ne garantit que nous réussirons à nous protéger contre de tels risques ni contre les conséquences financières connexes.

Non-respect de la réglementation en matière de GES

La Société est soumise à un grand nombre de règlements en matière de GES en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis et du Royaume-Uni ainsi que d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux, comme il est décrit à la rubrique « Situation dans l'industrie – Réglementation environnementale » de la présente notice annuelle. L'omission de se conformer à cette réglementation pourrait

mener à l'imposition d'importantes amendes et pénalités, à une réprobation, à l'obligation d'acquitter des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi qu'à la perte de licences et de permis d'importance, ce qui pourrait avoir également une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. La conformité peut être touchée par la perte d'employés compétents ainsi que par le caractère inadéquat des procédures internes et d'audit de conformité.

Interruptions des activités et principaux incidents en matière d'environnement ou de sécurité

Chacun de nos principaux secteurs d'exploitation, Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, exige de grands investissements dans la conception, l'exploitation et la maintenance des installations et comporte donc le risque supplémentaire associé à l'exploitation fiable ou au fait de subir une interruption des activités prolongée. Ces secteurs sont également exposés aux risques associés au rendement environnemental et en matière de sécurité, qui est soumis à l'examen attentif des gouvernements, du public et des médias, et pourrait entraîner la suspension des approbations et des permis réglementaires ou l'incapacité de les obtenir ou, dans le cas d'un incident majeur en matière d'environnement ou de sécurité, des poursuites ou des accusations au civil contre la Société.

De façon générale, nos activités sont soumises à des dangers et à des risques liés à l'exploitation comme les incendies, les explosions, les éruptions, les pannes de courant, les conditions hivernales rigoureuses et la migration de substances dangereuses comme les déversements de pétrole, les fuites de gaz ou le rejet de résidus dans les réseaux d'alimentation en eau, qui peuvent tous causer des interruptions des activités, des lésions corporelles, la mort, des dommages aux biens, à l'équipement, à l'environnement et aux systèmes de technologie de l'information ainsi qu'aux systèmes de données et de contrôle connexes.

L'exploitation fiable des installations de production et de traitement aux niveaux prévus et notre capacité à produire des produits à valeur plus élevée peuvent également être touchées par l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou d'exercer nos activités à l'intérieur de paramètres d'exploitation établis, les défauts du matériel causés par un entretien inadéquat, l'érosion ou la corrosion imprévues des installations, les défauts de fabrication et de conception ainsi que les pénuries de main-d'œuvre ou les interruptions. Nous sommes également exposés à des risques comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants ou les attaques de réseaux.

L'exploitation efficace de notre entreprise dépend du matériel et des logiciels informatiques. Les systèmes d'information sont vulnérables aux atteintes à la sécurité par des pirates et des cyberterroristes. Nous suivons les mesures de sécurité et la technologie généralement acceptées par l'industrie pour conserver de façon sécuritaire l'information confidentielle et exclusive stockée dans nos systèmes d'information. Toutefois, ces mesures et cette technologie ne peuvent prévenir adéquatement les atteintes à la sécurité. De plus, la non-disponibilité des systèmes d'information ou leur incapacité à fonctionner comme prévu pour quelque raison que ce soit pourraient perturber nos activités et mener à une diminution de la performance et à une augmentation des frais d'exploitation, et notre entreprise et nos résultats d'exploitation s'en ressentiraient. Les interruptions ou défaillances importantes de nos systèmes d'information ou les atteintes importantes à la sécurité pourraient avoir une incidence défavorable sur notre entreprise et nos résultats d'exploitation.

En outre, toutes nos activités sont assujetties à tous les risques liés au transport, au traitement et au stockage du pétrole brut, du gaz naturel et des autres produits connexes. Les contraintes liées à la capacité pipelinrière, combinées aux contraintes liées à la capacité des usines, pourraient avoir une incidence défavorable sur notre capacité de maintenir la production aux niveaux optimaux. Les perturbations de service des pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix réalisés par Suncor, les activités de raffinage et les volumes des ventes ou limiter notre capacité à livrer la production. Ces interruptions pourraient être causées par l'incapacité du pipeline de fonctionner ou par l'approvisionnement excédentaire du système qui excède la capacité du pipeline. Rien ne garantit que des contraintes d'exploitation à court terme sur les réseaux de pipelines découlant de l'interruption des pipelines et/ou de l'offre accrue de pétrole brut ne surviendront pas. De plus, les arrêts ou les fermetures prévues ou imprévues peuvent limiter notre capacité à livrer des charges d'alimentation. Tous ces événements pourraient avoir des incidences défavorables sur les ventes et les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Pour le secteur Sables pétrolifères de Suncor, l'exploitation minière du minerai des sables pétrolifères, l'extraction du bitume du minerai foré, la production de bitume au moyen de méthodes in situ et la valorisation de ce bitume pour en faire du PBS et d'autres produits comportent certains risques et incertitudes. Le secteur Sables pétrolifères peut subir des pertes de production ou faire l'objet de ralentissements, d'arrêts d'exploitation ou de restrictions quant à notre capacité de produire des produits à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de leurs systèmes constituants. Grâce à nos projets de croissance, nous nous attendons à réduire davantage les effets défavorables des systèmes interdépendants et à réduire les incidences sur la production et les flux de trésorerie de fermetures

complètes d'usines. Par exemple, Suncor compte sur deux installations de valorisation qui comportent trois unités de valorisation secondaires, qui nous procurent la flexibilité de réaliser des opérations d'entretien périodiques sur une installation tout en continuant la production sur l'autre.

Pour les circuits en amont de Suncor, des risques et des incertitudes sont associés aux activités de forage de puits de pétrole et de gaz naturel, à l'exploitation et au développement de ces biens et de ces puits (y compris la découverte de formations non prévues, des pressions, les qualités du minerai ou la présence de H₂S), la baisse prématurée des réservoirs, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits, d'autres accidents, la pollution et d'autres risques environnementaux.

Notre secteur Exploration et production inclut le forage au large de Terre-Neuve-et-Labrador et dans la mer du Nord au large du Royaume-Uni et de la Norvège, régions sujettes aux ouragans et à d'autres conditions climatiques violentes. Les installations de forage dans ces régions sont susceptibles de subir des dommages ou une perte totale causés par ces tempêtes, dont certaines pourraient ne pas être couvertes par les assurances. Il peut être plus difficile et long de remédier à la conséquence d'événements catastrophiques, comme des explosions, survenant dans les activités extracôtières. La survenance de ces événements pourrait entraîner la suspension des activités de forage, occasionner des dommages ou la destruction du matériel utilisé et blesser ou causer la mort du personnel des installations. La correction de ces événements pourrait être touchée de façon défavorable par la profondeur de l'eau, la pression de l'eau et les basses températures enregistrées dans l'océan, les pénuries d'équipement et les spécialistes qui sont tenus de travailler dans ces conditions ou l'absence de technologies adéquates pour remédier aux événements. Des dommages à l'environnement, particulièrement par le biais de déversements de pétrole, d'incendies non maîtrisés ou de décès, pourraient découler de ces activités extracôtières. Nos activités extracôtières pourraient subir l'incidence des gestes posés par nos sous-traitants et nos mandataires, qui pourraient donner lieu à des événements catastrophiques similaires à leurs installations ou qui pourraient être indirectement touchées par des événements catastrophiques aux exploitations extracôtières de tiers. Dans tous les cas, nous pourrions être tenus responsables de dommages matériels ou de préjudices subis par des personnes, nous pourrions devoir fermer nos installations, cesser nos activités ou faire face à une pénurie de matériel approprié ou les experts nécessaires à la réalisation des activités prévues pourraient venir à manquer.

En particulier, les activités de la Côte Est du Canada pourraient être touchées par des tempêtes hivernales, la banquise, les icebergs et le brouillard. Pendant la saison des tempêtes hivernales (d'octobre à mars), nous pourrions devoir réduire les taux de production à nos installations extracôtières par suite d'une capacité d'entreposage limitée et de l'incapacité à décharger les pétroliers navettes en raison des entraves posées par la hauteur des vagues. Pendant le printemps, la banquise et les icebergs qui dérivent dans la zone de nos installations extracôtières ont entraîné la fermeture préventive de la production d'un navire de PSD et des délais de forage. À la fin du printemps et au début de l'été, le brouillard touche également notre capacité à transférer du personnel vers les installations extracôtières par hélicoptère.

Notre secteur Raffinage et commercialisation est soumis à tous les risques normalement inhérents à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution et de stations-service, y compris la perte de produits, les ralentissements en raison de défauts d'équipement, l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, ou d'autres incidents.

Les pertes qui pourraient découler de la matérialisation de l'un ou l'autre des risques mentionnés ci-dessus pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor. Bien que nous appliquions un programme de gestion des risques, qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une protection suffisante dans toutes les situations, et tous les risques mentionnés ci-dessus peuvent ne pas être assurables. Il est possible que le montant de notre protection ne suffise pas à couvrir les coûts découlant de la répartition des responsabilités et du risque de perte associés aux activités extracôtières. Suncor détient également une société d'assurances captive pour fournir une assurance supplémentaire contre les pertes d'exploitation éventuelles.

Risque associé à l'exécution des projets et aux partenariats

Il existe certains risques liés à l'exécution de nos projets majeurs ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations à notre base d'actifs existants, dont la survenance pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Le risque associé à l'exécution des projets est composé de trois principaux risques :

- Le risque associé à l'ingénierie, soit un défaut dans les spécifications, la conception ou la sélection de la technologie;

- Le risque associé à la construction, soit l'incapacité de construire le projet dans le délai approuvé et aux coûts convenus;
- Le risque associé à la mise en service et au démarrage, soit l'incapacité de l'installation d'atteindre les cibles de rendement convenues, y compris les frais d'exploitation, l'efficacité, le rendement et les frais d'entretien.

La direction estime que la réalisation des principaux projets pose des problèmes qui exigent une gestion prudente des risques. Suncor pourrait fournir des estimations de coûts pour les principaux projets à l'étape de la conception, avant le début ou la fin de la conception, et des études techniques détaillées finales servant à réduire la marge d'erreur de ces estimations de coûts. Par conséquent, les coûts réels peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être importantes. L'exécution des projets pourrait également être touchée par les facteurs qui suivent :

- l'incapacité de se conformer au modèle de mise en œuvre du projet de Suncor;
- la disponibilité, l'échéancier et les coûts des matériaux, de l'équipement et des travailleurs compétents;
- les difficultés associées à l'intégration et à la gestion du personnel des sous-contractants et des fournisseurs dans une zone de construction confinée;
- notre capacité à obtenir les approbations réglementaires nécessaires, notamment dans le domaine de l'environnement;
- l'incidence de la conjoncture économique générale, commerciale et boursière;
- l'incidence des conditions météorologiques;
- notre capacité à financer la croissance si les prix des marchandises diminuaient et demeureraient bas pendant une période prolongée;
- les risques relatifs à la reprise des projets mis en veilleuse, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations;
- l'effet de la réglementation gouvernementale et des attentes du public changeantes concernant l'impact du développement des sables pétrolifères sur l'environnement.

D'autres entités exploitent une partie des actifs dans lesquels Suncor détient des participations. La dépendance de Suncor envers ses partenaires, l'exploitant et les autres propriétaires de participations directes pour ces actifs ainsi que sa capacité restreinte d'influencer les activités et les coûts connexes pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor. Le succès des activités de Suncor se rapportant à des actifs exploités par des tiers et le moment où elles auront lieu dépendront donc d'un certain nombre de facteurs qui pourraient être indépendants de la volonté de Suncor, notamment le moment où nous ferons des dépenses en immobilisations et le montant de celles-ci, le moment où nous engagerons des frais d'exploitation et des frais d'entretien et le montant de ceux-ci, l'expertise, les ressources financières et les pratiques de gestion des risques de l'exploitant, l'approbation des autres participants et le choix de la technologie.

Ces partenaires pourraient avoir des objectifs et des intérêts qui ne coïncident pas avec ceux les intérêts de Suncor et qui pourraient être en conflit avec ceux-ci. D'importantes décisions d'investissement visant des actifs détenus en propriété conjointe peuvent exiger que les partenaires se mettent d'accord, tandis que certaines décisions d'exploitation pourraient être prises uniquement au gré de l'exploitant des actifs applicables. Même si les partenaires cherchent généralement à atteindre un consensus relativement aux principales décisions concernant la direction et l'exploitation des actifs, rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures de l'une ou l'autre partie relativement à ces actifs seront comblées de façon satisfaisante ou en temps opportun. L'incapacité de répondre de façon satisfaisante aux demandes ou aux attentes de l'une ou l'autre partie pourrait influencer notre participation à l'exploitation de ces actifs, notre capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou le moment d'entreprendre diverses activités.

Réputation d'entreprise

La perception qu'a le public des sociétés intégrées de pétrole et de gaz naturel ainsi que leurs activités pourraient poser des problèmes en ce qui concerne les approbations pour le développement et l'exploitation ou l'accès des produits aux marchés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Le développement des sables pétrolifères reçoit une grande part d'attention des sphères politiques, médiatiques et activistes en ce qui concerne le transport par pipeline, les changements climatiques, les émissions de GES, l'utilisation de l'eau et les dommages environnementaux, ce qui pourrait nuire, directement ou indirectement, à la rentabilité de nos projets actuels de sables pétrolifères ainsi qu'à la viabilité des futurs projets de sables pétrolifères d'un certain nombre de façons, y compris :

- en créant une incertitude importante en matière de réglementation, ce qui pourrait rendre plus difficile l'élaboration de modèles économiques des projets futurs et retarder l'obtention des approbations;
- en poussant les autorités gouvernementales à établir une réglementation exceptionnelle en matière d'environnement et d'émissions à l'égard de ces projets, ce qui pourrait donner lieu à des changements dans la conception des installations et les exigences d'exploitation, et ainsi augmenter les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon;
- en exigeant des lois ou des politiques qui limiteraient l'achat de pétrole brut provenant des sables pétrolifères de la région de l'Athabasca par les gouvernements ou d'autres consommateurs institutionnels qui, en retour, restreindraient le marché pour ce pétrole brut et en réduiraient le prix.

Les inquiétudes relatives à ces questions peuvent également nuire à notre réputation d'entreprise et restreindre notre capacité de transporter nos produits ou de tirer parti d'occasions liées à des terrains ou à des coentreprises dans certains territoires partout dans le monde. Les investisseurs pourraient réagir à la situation en appliquant un escompte aux actions de Suncor, ce qui diminuerait la valeur de la Société, ou pourrait entraver la capacité de Suncor d'influencer les politiques gouvernementales.

Approbatons de permis

Avant de procéder à l'exécution de la plupart des projets majeurs, notamment des modifications importantes de nos activités actuelles, Suncor doit obtenir divers permis fédéraux, provinciaux ou d'État ainsi que les approbations des organismes de réglementation. Suncor doit également obtenir des permis pour exploiter certains actifs. Ces processus peuvent notamment comporter la consultation des parties intéressées, des évaluations des impacts environnementaux et des audiences publiques et peuvent être assorties de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Suncor peut également être indirectement touchée par l'incapacité d'un tiers d'obtenir les approbations des organismes de réglementation requises pour des projets d'infrastructures partagés.

Le défaut d'obtenir les approbations des organismes de réglementation ou le défaut de les obtenir au moment opportun ou à des conditions satisfaisantes pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et des hausses de coûts, qui pourraient tous avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Compétences et pénurie de ressources

L'exploitation réussie des entreprises de Suncor et notre capacité d'accroître nos activités dépendront de la disponibilité d'une main-d'œuvre spécialisée et des matériaux nécessaires, et de la concurrence à cet égard. Nous pourrions avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de nos activités actuelles et futures. Ce risque pourrait se manifester principalement par l'incapacité de recruter de nouveaux employés sans qu'il y ait dilution des talents, de former, de perfectionner et de conserver du personnel expérimenté de grande qualité sans qu'il y ait érosion des effectifs et de répondre aux besoins des employés de concilier le travail et la vie personnelle et d'obtenir une rémunération concurrentielle. Le marché de la main-d'œuvre en Alberta est particulièrement étroit en raison de la croissance de l'industrie des sables pétrolifères et des prix plus élevés du pétrole brut. Le vieillissement de notre main-d'œuvre existante représente une pression supplémentaire. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint étant donné l'effectif réduit de nombreuses installations de fabrication. Ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur notre capacité d'exercer nos activités avec efficacité et de manière sécuritaire et de réaliser tous nos projets dans le respect des délais et du budget.

Capacité de changement

Afin d'atteindre les objectifs commerciaux de Suncor, la Société doit exercer ses activités de façon efficace, fiable et sécuritaire tout en menant à bien des projets de croissance viables de façon sécuritaire et en respectant le budget et les échéanciers. La capacité d'équilibrer ces deux ensembles d'objectifs est essentielle pour que Suncor procure de la valeur à ses actionnaires et à ses parties intéressées. Ces objectifs demandent un grand nombre d'initiatives d'amélioration qui se font concurrence pour l'obtention des ressources et pourraient avoir une incidence défavorable sur la Société si la sélection des demandes de projet ou l'examen des effets cumulatifs des initiatives antérieures et

parallèles sur les personnes, les procédés et les systèmes se révélèrent déficients. Il se pourrait que ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d'initier et de mettre en œuvre des changements.

Gestion des coûts

Les sables pétrolifères, qui nécessitent des travaux d'exploitation, de valorisation et de récupération in situ, coûtent plus chers à développer et à produire que la plupart des principales réserves d'hydrocarbures classiques. Une perception est également répandue parmi de nombreuses parties intéressées selon laquelle l'industrie des sables pétrolifères, dont Suncor, a une capacité restreinte de contrôler ses coûts. Suncor est exposée au risque que ses frais d'exploitation croissent ou deviennent incontrôlables, ce qui pourrait réduire la rentabilité et les flux de trésorerie qui auraient été affectés par ailleurs à la croissance ou au versement de dividendes, et au risque de devoir engager d'importantes dépenses en immobilisations pour ces projets, ce qui pourrait restreindre la capacité de Suncor de réaliser des projets de grande qualité qui comportent des frais d'exploitation inférieurs. Les facteurs contribuant à ces risques comprennent notamment la pénurie de compétences et de ressources, le succès à long terme des technologies existantes et des nouvelles technologies in situ ainsi que la caractérisation de la géologie et des réserves in situ qui pourraient mener à des RVP plus élevés et à une production inférieure.

Fluctuations des taux de change

Nos états financiers consolidés audités sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de pétrole et de gaz naturel reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. La Société a également contracté des prêts de montants importants en dollars américains. Les résultats de Suncor peuvent donc être considérablement influencés par les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. La Société entreprend également des activités administrées par ses filiales internationales, de sorte que, dans une moindre mesure, les résultats de Suncor peuvent être touchés par les taux de change entre le dollar canadien et l'euro et entre le dollar canadien et la livre sterling. Ces taux de change pourraient varier considérablement et pourraient donner lieu à une exposition aux devises favorable ou défavorable, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Dépendance à l'égard d'employés clés

Notre réussite dépend, dans une grande mesure, de certains employés clés. La perte des services de ces employés pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. L'apport des membres de l'équipe de direction actuelle aux activités à court et à moyen termes de la Société devrait continuer de revêtir une grande importance dans un avenir prévisible. En outre, la concurrence à l'égard du personnel qualifié dans l'industrie pétrolière et gazière est vive, et il n'est pas certain que nous serons en mesure de continuer de recruter et de maintenir en poste tout le personnel nécessaire à l'expansion et à l'exploitation de notre entreprise.

Relations de travail

Les employés horaires de nos installations du secteur Sables pétrolifères situées près de Fort McMurray, en Alberta, de toutes nos raffineries, de certaines de nos exploitations de fabrication de lubrifiants, de certaines de nos exploitations de terminal et de distribution et de notre navire de PSD utilisé à l'égard du champ pétrolifère Terra Nova sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 36 % de nos employés sont membres du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier. Toute interruption de travail qui viserait nos employés, des corps de métier contractuels travaillant à nos projets ou installations ou des installations de coentreprises exploitées par une autre entité pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Dépendance à l'égard du secteur Sables pétrolifères

Les engagements importants de la Société en matière d'immobilisations visant à faire progresser nos projets d'expansion et à soutenir les activités du secteur Sables pétrolifères pourraient exiger que nous renoncions à des occasions d'investissement dans d'autres secteurs de nos activités. L'achèvement de projets futurs visant à accroître la production des exploitations de notre secteur Sables pétrolifères augmentera encore notre dépendance envers ce secteur.

Incertitude quant aux estimations des réserves et des ressources

Les estimations des réserves et des ressources éventuelles figurant dans la présente notice annuelle ne sont que des estimations. Il existe de nombreuses incertitudes liées à l'estimation des quantités et de la qualité des réserves prouvées et probables et des ressources éventuelles, notamment bon nombre de facteurs indépendants de notre volonté. En général, les estimations des réserves récupérables économiquement et des flux de trésorerie nets futurs provenant de ces éléments d'actif se fondent sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables comme la production historique provenant des biens, l'effet présumé de la réglementation des organismes gouvernementaux, les hypothèses en matière de prix, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, les redevances futures, les frais d'exploitation futurs et les taux de rendement de la production valorisée de pétrole brut synthétique provenant du bitume, qui peuvent tous différer sensiblement des résultats réels. L'exactitude des estimations des réserves et des ressources relève de l'interprétation et d'un jugement et est fonction de la qualité et de la quantité des données existantes, qui ont pu être recueillies avec le temps.

Les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur une évaluation géologique, ce qui comprend des essais de forage et des essais en laboratoire. Les estimations des réserves et des ressources du secteur Exploitation minière tiennent compte de la capacité de production et des rendements de la valorisation, des plans de mines, de la durée de vie utile de l'exploitation et des contraintes réglementaires. Les estimations des réserves et des ressources du secteur In situ sont également fondées sur l'analyse des carottes et les sondages sismiques, les tendances en matière de rendement des puits et le succès commercial démontré des procédés in situ. Notre production, nos produits des activités ordinaires, nos redevances, nos taxes et impôts et nos frais de développement et d'exploitation réels par rapport à nos réserves varieront de ces estimations, et ces écarts pourraient être importants. Les résultats de la production après la date de l'estimation peuvent justifier des révisions, à la hausse ou à la baisse, si l'écart est important.

Les évaluations des réserves sont fondées en partie sur le succès présumé d'activités que nous prévoyons entreprendre au cours des prochaines années. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs qui en découlent, qui sont présentés dans l'évaluation des réserves, seront réduits dans la mesure où ces activités n'atteignent pas ce degré de succès présumé. Les évaluations des réserves sont arrêtées à une date particulière et n'ont pas été mises à jour et, par conséquent, elles ne reflètent pas l'évolution de nos réserves depuis cette date.

Pour ces motifs, les estimations des réserves et des ressources récupérables économiquement attribuables à un quelconque groupe de biens et le classement de ces réserves et ressources en fonction du risque que présente leur récupération, établis par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier de façon importante.

Nécessité de remplacer les réserves classiques

Dans notre secteur Exploration et production, les réserves classiques de pétrole et de gaz naturel ainsi que la production future sont hautement tributaires de la capacité de découvrir ou d'acquérir des réserves supplémentaires, sans quoi le rythme de production diminuera avec l'épuisement des réserves. Les taux de baisse varieront selon la nature du réservoir, la durée de vie du puits et d'autres facteurs et ne sont pas nécessairement représentatifs des taux futurs. L'exploration, le développement et l'acquisition de réserves mobilisent beaucoup de capitaux. Si la Société ne parvient pas à produire suffisamment de capitaux et/ou que les sources externes de financement deviennent limitées ou non disponibles, notre capacité de faire les investissements nécessaires pour maintenir et accroître nos réserves de pétrole et de gaz naturel classiques sera restreinte. En outre, le rendement à long terme du secteur Exploration et production est tributaire de notre capacité de trouver et de développer de façon constante et concurrentielle des réserves de grande qualité à faible coût qui peuvent être mises en production de façon rentable.

Récupération in situ et autre risque lié à la technologie

Il existe des risques liés à des projets d'expansion et à d'autres projets d'immobilisations qui dépendent largement ou en partie de nouvelles technologies et de l'intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou à des activités existantes, en particulier parce que les résultats de la nouvelle technologie obtenus sur le terrain pourraient différer des résultats obtenus pendant les essais. La réussite des projets intégrant de nouvelles technologies, comme la technologie in situ, ne peut être garantie.

Les techniques de DGMV qui sont actuellement utilisées pour la récupération in situ de pétrole lourd et de bitume nécessitent beaucoup d'énergie, et, par conséquent, une forte consommation de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire la vapeur utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur nécessaire au procédé de production peut également varier et avoir une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut en outre influencer sur le calendrier et les niveaux de production au moyen de cette technologie. Même si plusieurs producteurs de l'industrie utilisent maintenant cette technologie, son utilisation commerciale est encore récente comparativement à

d'autres méthodes de production et, par conséquent, étant donné l'absence de données antérieures d'exploitation, rien ne saurait garantir la viabilité des activités de DGMV.

Activités de commerce d'énergie et de gestion des risques et exposition à des contreparties

La nature des activités de commerce d'énergie et de gestion des risques, qui peuvent utiliser des opérations de couverture et des instruments dérivés financiers, crée une exposition à des risques financiers importants, qui comprennent notamment les suivants :

- le risque que les fluctuations de prix ou de valeurs occasionnent des pertes financières pour la Société;
- le risque que le manque de cocontractants, en raison de la conjoncture du marché ou d'autres circonstances, nous rende incapables de liquider ou de compenser une position ou incapables de le faire au prix du marché précédent ou autour de ce prix;
- le risque que nous ne recevions pas de fonds ou d'instruments de notre cocontractant au moment prévu;
- le risque que le cocontractant n'exécute pas une de ses obligations envers nous;
- le risque de subir une perte par suite d'une erreur humaine ou d'une lacune de nos systèmes ou mesures de contrôle;
- le risque que nous subissions une perte parce que des contrats sont inopposables ou que la documentation relative à des opérations n'est pas adéquate.

Dans le cours normal des activités, la Société conclut des accords contractuels avec des cocontractants exerçant des activités dans l'industrie énergétique et dans d'autres secteurs, notamment des cocontractants à des ententes de couverture des taux d'intérêt, de couverture des taux de change et de couverture sur marchandises. Si ces cocontractants n'honorent pas leurs obligations contractuelles envers la Société, cette dernière pourrait subir des pertes, devoir poursuivre ses activités en assumant les risques de façon indépendante, devoir abandonner des occasions ou renoncer à des baux ou à des blocs.

Suncor a adopté une politique sur la gestion des risques de commerce (la politique de commerce), qui exige que toutes les activités de négociation surviennent dans le groupe responsable du commerce, de sorte que les risques de commerce peuvent être adéquatement supervisés, contrôlés et communiqués. Le conseil a établi les marchandises à négocier, les limites sur les conditions de négociation, les limites sur les valeurs à risque et les limites pour restreindre les pertes aux termes de la politique de commerce. Le conseil doit approuver les changements apportés à ce qui précède. Le conseil examine et supervise le respect par Suncor de la politique de commerce par l'intermédiaire du comité d'audit, qui reçoit un rapport trimestriel résumant les activités de négociation de Suncor et fournit une évaluation de l'exposition financière de Suncor au risque associé à ces activités.

Dans le but de réduire l'exposition aux fluctuations défavorables des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change, la Société conclut périodiquement des contrats visant des instruments dérivés. Les conditions de ces contrats ou instruments peuvent limiter l'avantage provenant de fluctuations favorables des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des devises et pourraient entraîner des pertes financières ou des pertes d'occasions en raison des engagements de livraison, des taux de redevances et des risques de contrepartie associés aux contrats.

Même si la Société limite son exposition à une contrepartie à un niveau que la direction juge raisonnable, les pertes attribuables à l'omission des contreparties de remplir leurs obligations contractuelles pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Contrôles

En fonction de leurs évaluations effectuées au 31 décembre 2011, notre chef de la direction et notre chef des finances ont conclu que nos contrôles et procédures en matière de présentation de l'information (au sens attribué à l'expression *disclosure controls and procedures* dans les Rules 13a à 15(e) et 15d à 15(e) prises aux termes de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces et permettent de faire en sorte que l'information que nous devons présenter dans les rapports que nous déposons ou que nous soumettons auprès des autorités en valeurs mobilières canadiennes et américaines, est consignée, traitée, résumée et déclarée dans les délais prévus dans la législation sur les valeurs mobilières canadienne et américaine. En outre, en date du 31 décembre 2011, il n'y avait aucun changement dans notre contrôle interne en matière de présentation de l'information financière (au sens attribué à l'expression *internal control over financial reporting* dans les Rules 13a à 15(f) et 15d à 15(f) prises en vertu de la Loi de 1934) survenu au cours de l'exercice terminé

le 31 décembre 2011 qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence importante sur nos contrôles internes en matière de présentation de l'information financière. Nous continuerons à évaluer de façon périodique nos contrôles et procédures en matière de présentation de l'information et notre contrôle interne en matière de présentation de l'information financière et apporteront à l'occasion les modifications que nous estimerons nécessaires.

En fonction de leurs limites intrinsèques, les contrôles et procédures en matière de présentation de l'information et le contrôle interne en matière de présentation de l'information financière peuvent ne pas empêcher ou déceler les fausses déclarations, et même les contrôles estimés efficaces ne peuvent fournir une assurance raisonnable relativement à la préparation et à la présentation des états financiers.

Dividendes

Le versement futur de dividendes sur nos actions ordinaires sera tributaire, entre autres, de notre situation financière, de nos résultats d'exploitation, de nos flux de trésorerie, de la nécessité d'obtenir des fonds afin de financer les activités courantes, des clauses restrictives et d'autres questions commerciales que le conseil de la Société pourrait considérer comme pertinentes. Rien ne garantit que nous continuerons de verser des dividendes à l'avenir ou aux niveaux actuels, si nous en versons.

Risque lié aux taux d'intérêt

Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt canadiens et américains à court terme parce que Suncor conserve une partie importante de sa capacité d'emprunt dans des facilités bancaires renouvelables et à taux variable et du papier commercial et investit l'encaisse excédentaire dans des emprunts à court terme. Nous sommes également exposés au risque associé au taux d'intérêt lorsque les emprunts arrivent à échéance et doivent être refinancés ou lorsque de nouveaux capitaux d'emprunt doivent être mobilisés.

Marchés financiers

Suncor s'attend à ce que les dépenses en immobilisations futures seront financées à même les flux de trésorerie nets provenant de l'exploitation et des emprunts. Cette capacité est tributaire, entre autres, des prix des marchandises, de l'état global des marchés financiers et de l'intérêt des investisseurs à l'égard d'investissements dans l'industrie énergétique, de façon générale, et dans nos titres en particulier.

Les événements et la situation observés sur les marchés financiers au cours des dernières années, y compris la perturbation des marchés du crédit internationaux et d'autres systèmes financiers et la détérioration de la conjoncture économique mondiale, ont engendré une volatilité importante du prix des produits de base et une augmentation du taux auquel nous sommes en mesure d'emprunter des fonds afin de financer nos programmes d'immobilisations. L'incertitude permanente dans la situation économique globale signifie que la Société, ainsi que toutes les autres entités pétrolières et gazières, pourraient continuer à faire face à un accès limité aux capitaux et à une augmentation des coûts d'emprunt. Dans la mesure où les sources externes de capitaux deviennent limitées ou inaccessibles, ou accessibles selon des modalités défavorables, notre capacité d'effectuer des dépenses en immobilisations et d'entretenir les biens existants pourrait être restreinte, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Au 31 décembre 2011, nous disposions d'un crédit inutilisé d'environ 4,4 G\$ aux termes de nos facilités de crédit bancaires. Compte tenu des espèces et des quasi-espèces que nous détenons à l'heure actuelle et des flux de trésorerie que nous prévoyons tirer de l'exploitation, nous estimons que nous avons suffisamment de fonds pour financer nos dépenses en immobilisations prévues pour 2012. Si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation étaient inférieurs à ce qui est prévu, si les dépenses en immobilisations de 2012 excédaient les estimations actuelles, ou encore si nous devons engager des frais imprévus importants liés au développement ou à l'entretien de nos actifs actuels, Suncor pourrait devoir réévaluer son programme d'immobilisations ou trouver du financement additionnel. Si nous choisissons de ne pas obtenir le financement nécessaire à la mise en œuvre de nos programmes de dépenses en immobilisations, cela pourrait se traduire par un retard dans l'évolution prévue de la production provenant de nos exploitations, une immobilisation importante de capitaux et une augmentation des coûts liés au maintien de la mise en veilleuse des projets. Si nous choisissons de trouver du financement supplémentaire, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos notes de solvabilité. L'un de ces événements pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Émission de titres d'emprunt et clauses restrictives

Nous pouvons à l'occasion financer nos dépenses en immobilisations en totalité ou en partie en émettant des titres de créance, ce qui peut faire en sorte que notre niveau d'endettement devienne supérieur aux normes du secteur comparativement à des sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Selon les programmes d'expansion future, nous pourrions avoir besoin de financement par emprunt qui pourrait ne pas être accessible ou qui pourrait ne pas l'être selon des modalités favorables, notamment des taux d'intérêts et des frais plus élevés. Ni les statuts, ni les règlements administratifs de la Société ne limitent le montant des emprunts que celle-ci peut contracter. Nous sommes toutefois assujettis à des engagements aux termes de nos facilités de crédit et cherchons à éviter un coût d'emprunt défavorable. Le niveau de notre endettement pourrait nuire à notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire en temps opportun afin de saisir les occasions d'affaires qui pourraient se présenter, et cela pourrait avoir un effet défavorable sur nos notes de crédit, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Suncor dispose actuellement de facilités de crédit de 5,8 G\$, dont la majorité expireront en 2016 et le reste expirera en 2013 ou sur demande. Au 31 décembre 2011, la dette totale de Suncor était de 10,8 G\$. Nous sommes tenus de nous conformer à des engagements financiers et en matière d'exploitation aux termes de ces facilités de crédit et de ces titres de créance. Nous examinons régulièrement ces engagements à la lumière des résultats réels et prévus et avons le pouvoir d'effectuer des changements à nos programmes d'expansion, à notre structure du capital et/ou à notre politique en matière de dividendes afin de nous conformer aux engagements pris aux termes des facilités de crédit. Si Suncor ne se conforme pas aux engagements contractés aux termes de ses facilités de crédit et de ses titres d'emprunt, un remboursement pourrait être requis et/ou l'accès de la Société aux capitaux pourrait être restreint ou être disponible uniquement à des conditions défavorables, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Les titres d'emprunt de Suncor sont notés par diverses agences de notation. Ces notations ont une incidence sur la capacité de Suncor d'accéder à du financement par emprunt à des prix raisonnables. Si l'une des agences de notation de Suncor abaisse la note des titres d'emprunt de Suncor, cette situation pourrait restreindre la capacité de Suncor d'émettre des titres d'emprunt et pourrait également augmenter les coûts d'emprunt, y compris aux termes des facilités de crédit existantes.

Les agences de notation évaluent régulièrement la Société et nos filiales. Leurs notations des dettes à long terme et des dettes à court terme sont fondées sur un certain nombre de facteurs, notamment notre vigueur financière, ainsi que sur d'autres facteurs qui ne sont pas entièrement de notre ressort, notamment les conditions touchant l'industrie pétrolière et gazière en général ainsi que l'état plus vaste de l'économie. Nous ne pouvons être assurés que l'une ou plusieurs de nos notes de solvabilité ne seront pas abaissées. Nos coûts d'emprunt ainsi que notre capacité à recueillir des fonds sont directement touchés par nos notes de solvabilité. De plus, les agences de notation peuvent être importantes pour les clients ou les contreparties lorsque nous nous livrons concurrence dans certains marchés et lorsque nous tentons de réaliser certaines opérations, notamment des opérations visant des instruments dérivés négociés hors cote.

Notre objectif consiste à maintenir des notations de haute qualité qui sont appropriées à nos activités d'affaires. L'abaissement de notre notation pourrait limiter notre capacité d'accéder aux marchés du crédit publics ou privés et augmenter le coût d'emprunt en vertu des facilités existantes. Un abaissement de nos notations pourrait également avoir une incidence importante sur certains produits de négociation, particulièrement ceux des activités pour lesquelles la solvabilité des contreparties constitue un critère essentiel. Un tel abaissement pourrait faire en sorte que la fourniture de garanties liées aux passifs dérivés financiers et physiques soit exigée par certaines contreparties liées à la commercialisation et dans le cadre de certains contrats visant la construction d'installations. Chacun des événements susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité à mettre en œuvre une partie de notre stratégie d'affaires et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation de liquidité et de capital.

Concurrence

L'industrie pétrolière mondiale est très concurrentielle pour de nombreux aspects, y compris l'exploration et le développement de nouvelles sources d'approvisionnement, l'acquisition de participations dans le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés. Nous livrons concurrence à d'autres sociétés du secteur énergétique dans presque tous les aspects de notre entreprise. L'industrie pétrolière fait aussi concurrence à d'autres industries pour ce qui est de l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en combustible et en produits connexes. Nous estimons que ce sont principalement les autres grands producteurs internationaux et sociétés intégrées de pétrole et de gaz naturel qui nous livrent concurrence pour la production de pétrole brut.

Pour le secteur Sables pétrolifères de Suncor, un certain nombre d'autres sociétés ont entrepris ou indiqué leur intention d'entreprendre des activités liées aux sables pétrolifères et de commencer à produire du bitume et du PBS ou d'agrandir leurs exploitations existantes. Il est difficile d'évaluer le nombre, le niveau de production et le calendrier définitif de tous les nouveaux projets éventuels ou le moment où les niveaux de production peuvent augmenter. Au cours des dernières années, l'attention mondiale prêtée aux sables pétrolifères grâce à la tendance accrue au regroupement au sein de l'industrie qui a créé de nouveaux concurrents dotés de ressources financières a fait augmenter considérablement l'offre en bitume, en PBS et en pétrole brut lourd sur le marché et a fait croître la valeur des terrains et le nombre de nouvelles concessions de sables pétrolifères disponibles. L'incidence de ce niveau d'activité sur l'infrastructure régionale, y compris les pipelines a imposé une contrainte sur la disponibilité et le coût de toutes les ressources requises pour construire de nouvelles installations servant à exploiter les sables pétrolifères et pour les gérer.

Pour le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor, la direction prévoit que les fluctuations de la demande de produits raffinés, la volatilité des marges et la compétitivité globale sur le marché se poursuivront. En outre, dans la mesure où notre unité d'exploitation d'aval participe aux marchés des nouveaux produits, elle peut être exposée à des risques de marge et à une volatilité découlant des fluctuations de coûts et/ou de prix de vente.

Revendications territoriales

Des Premières nations ont revendiqué des titres et droits ancestraux à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. De plus, des Premières nations ont déposé contre des participants de l'industrie des réclamations qui se rapportent en partie à des revendications territoriales pouvant avoir une incidence sur notre entreprise. Nous sommes incapables à l'heure actuelle d'évaluer l'effet, le cas échéant, que pourraient avoir ces revendications sur notre entreprise.

DIVIDENDES

Le conseil d'administration de Suncor a établi une politique de versement trimestriel des dividendes. Nous examinons à l'occasion notre politique en matière de dividendes en regard de notre situation financière, des besoins de financement aux fins de la croissance, des flux de trésorerie et d'autres facteurs que notre conseil d'administration juge pertinents. Le conseil de la Société a approuvé une augmentation du dividende trimestriel, qui est passé de 0,10 \$ par action à 0,11 \$ par action au deuxième trimestre de 2011. Les dividendes sont payés lorsque le conseil en déclare sous réserve des lois applicables. Le tableau qui suit présente le montant des dividendes par action ordinaire que nous avons versés aux actionnaires au cours des trois derniers exercices.

| Exercice terminé le 31 décembre | 2011 | 2010 | 2009 |
|---|------|------|------|
| Dividendes en espèces par action ordinaire (\$) | 0,43 | 0,40 | 0,30 |

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série et appelées actions privilégiées de rang supérieur et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série appelées actions privilégiées de rang inférieur.

Au 31 décembre 2011, il y avait 1 558 636 368 actions ordinaires émises et en circulation. À la connaissance du conseil d'administration et des membres de la haute direction de Suncor, aucune personne n'a la propriété véritable ou le contrôle de 10 % ou plus des droits de vote rattachés à une catégorie de titres à droit de vote de la Société. Les porteurs d'actions ordinaires peuvent assister à toutes les assemblées des actionnaires et y voter à raison d'une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Étant donné qu'aucune action privilégiée de rang supérieur ou action privilégiée de rang inférieur n'est émise et en circulation, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés par le conseil de la Société sur les actions ordinaires et de participer à toute répartition de l'actif de la Société entre ces actionnaires aux fins de mettre un terme aux affaires de celle-ci. Les porteurs d'actions ordinaires auront le droit de participer à parts égales à toutes les distributions sur cet actif.

Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada

La *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada* exige que les statuts de Suncor comprennent certaines restrictions sur la propriété et l'exercice des droits de vote rattachés aux actions à droit de vote de la Société. Les actions ordinaires de Suncor sont des actions à droit de vote. Aucune personne, ni aucune personne

ayant des liens avec cette personne, ne peut souscrire, transférer à cette personne, détenir, être propriétaire véritable ou contrôler autrement qu'au moyen d'une sûreté seulement, des actions à droit de vote de Suncor auxquelles sont rattachés plus de 20 % des voix rattachées à toutes les actions à droit de vote en circulation de Suncor ou exercer globalement les droits de vote rattachés à un tel nombre de ses actions. Parmi les restrictions supplémentaires, mentionnons les dispositions relatives à la suspension des droits de vote, à la saisie des dividendes, aux interdictions de transferts d'actions, à la vente forcée d'actions et au rachat et à la suspension d'autres droits des actionnaires. Le conseil de la Société peut à l'occasion exiger que les porteurs d'actions à droit de vote, les personnes qui souscrivent de telles actions et certaines autres personnes fournissent des déclarations prévues par la loi en ce qui a trait à la propriété d'actions à droit de vote et à certaines autres questions relevant de l'application des restrictions. Il est interdit à Suncor d'accepter des souscriptions à l'égard d'actions à droit de vote, d'émettre de telles actions ou d'enregistrer le transfert de telles actions si cela entraîne une violation des restrictions en matière de propriété individuelle.

Aux termes de la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, les statuts de Suncor comprennent également des dispositions exigeant que Suncor maintienne son siège social à Calgary, en Alberta; interdisant à Suncor de vendre ou de transférer la totalité ou la quasi-totalité de son actif dans le cadre d'une seule opération ou de plusieurs opérations reliées ou d'autrement disposer de telles actions en faveur d'une personne ou d'un groupe de personnes associées, ou à des non-résidents, sauf au moyen d'une sûreté consentie uniquement en lien avec le financement de Suncor; et exigeant que Suncor fasse en sorte (et adopte, à l'occasion, des politiques décrivant la manière par laquelle Suncor respectera cette exigence) que tout membre du public puisse, dans l'une ou l'autre des langues officielles du Canada (le français ou l'anglais), communiquer avec le siège social de Suncor et obtenir les services disponibles de celui-ci et puisse faire de même pour les autres installations à l'égard desquelles Suncor établit qu'il y a une demande importante de communication ou de fourniture de services dans l'une de ces deux langues.

Notes de crédit

L'information qui suit à l'égard des notes de crédit de la Société est fournie relativement au coût du financement et à la situation de trésorerie de la Société et elle indique si les notes de crédit ont changé ou non. En particulier, la capacité de la Société d'accéder aux marchés du financement non garanti et à exercer certaines activités de nantissement efficaces dépend principalement du maintien de notes de crédit concurrentielles. Par ailleurs, l'abaissement des notes de crédit de la Société pourrait avoir des effets défavorables sur la capacité de la Société à financer ses projets de croissance ou sur l'accès aux marchés financiers ainsi que sur la capacité de la Société de conclure des opérations sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités et sur le coût de ces opérations et pourrait forcer la Société à fournir des garanties additionnelles dans le cadre de certains contrats.

Le tableau qui suit indique les notes émises par les agences de notation mentionnées dans les présentes en date du 31 décembre 2011. Les notes de crédit ne sont pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres de créance puisqu'elles ne donnent aucune indication quant au cours des titres ou à leur pertinence pour un investisseur donné. Les notes peuvent ne pas rester en vigueur pour une période donnée ou peuvent être révisées ou retirées entièrement par une agence de notation à l'avenir si, de l'avis de celle-ci, les circonstances le justifient.

| | Titres de rang supérieur non assortis d'une sûreté | Perspectives | Papier commercial \$ CA | Papier commercial \$ US |
|-------------------------------------|--|--------------|-------------------------|-------------------------|
| Standard & Poor's (S&P) | BBB+ | Stables | A-1 (bas) | A-2 |
| Dominion Bond Rating Service (DBRS) | A (bas) | Stables | R-1 (bas) | Aucune note |
| Moody's Investors Service (Moody's) | Baa2 | Positives | Aucune note | P-2 |

Les notes de crédit de S&P pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de AAA à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note BBB de S&P vient au quatrième rang des dix catégories de notation et indique que le débiteur a la capacité de respecter ses engagements financiers. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou des circonstances changeantes sont plus susceptibles d'entraîner une capacité affaiblie du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation. L'ajout d'un signe plus (+) ou moins (-) après la note indique la position relative de la note au sein d'une catégorie de notation donnée. Les notes de crédit de S&P pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de A-1 (élevé) à C, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A-1 (faible) de S&P vient au troisième rang des sept catégories et comporte une désignation (faible) après la note qui indique une vulnérabilité légèrement plus grande aux effets défavorables des changements dans les circonstances et la conjoncture économique même si la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation est satisfaisante. Les obligations

notées A-1 (faible) sur l'échelle de notation du papier commercial canadien sont admissibles à une note de A-2 sur l'échelle de notation à court terme mondiale de S&P. La note de A-2 de S&P indique que le débiteur est quelque peu plus vulnérable aux effets défavorables des changements dans les circonstances et la conjoncture économique que la note A-1, mais la capacité du débiteur de respecter son engagement financier est satisfaisante.

Les notes de crédit de DBRS pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de AAA à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A de DBRS vient au troisième rang des dix catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit, avec une importante capacité de paiement des obligations financières, mais ayant une qualité de crédit moindre que la note AA. Les entités dans la catégorie A peuvent être vulnérables à des événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Toutes les catégories de notation à l'exception des catégories AAA et D comportent également des désignations (élevé) et (bas). L'absence de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) indique que la note se situe au centre de la catégorie. L'attribution de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) au sein d'une catégorie de notation indique la position relative au sein de cette catégorie. Les notes de crédit de DBRS pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de R-1 (élevé) à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note de R-1 (faible) de DBRS vient au troisième rang des dix catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme au moment de l'exigibilité de celles-ci est importante, et la qualité globale n'est pas aussi favorable que pour les catégories de notation plus élevées. Les entités de cette catégorie peuvent être vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Certaines catégories de papier commercial comportent en plus les désignations (élevé), (moyen) et (faible).

Les notes de crédit de Moody's se situent sur une échelle de notation des titres de créance à long terme allant de AAA à C, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note Baa de Moody's vient au quatrième rang des neuf catégories de notation. Les titres de créance ayant reçu la note Baa sont assujettis à un risque de crédit modéré. Ils sont considérés comme de qualité moyenne et, à ce titre, ils possèdent certaines caractéristiques spéculatives. Pour certaines notes, Moody's ajoute les indicateurs numériques 1, 2 ou 3 à chaque catégorie de notation générique. L'indicateur 1 indique que le titre de créance se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, l'indicateur 2, une note médiane et l'indicateur 3, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique. La note P-2 de Moody's pour le papier commercial vient au deuxième rang des quatre catégories de notation et indique une forte capacité à rembourser les obligations à court terme.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX au Canada et de la NYSE aux États-Unis. Les cours extrêmes des actions ordinaires et le volume de négociation de celles-ci à la TSX et à la NYSE pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 sont les suivants :

TSX

| | Cours extrêmes (\$ CA) | | Volume des opérations (en milliers) |
|-------------|------------------------|-------|--|
| | Haut | Bas | |
| 2011 | | | |
| Janvier | 41,73 | 36,31 | 86 963 |
| Février | 47,27 | 39,64 | 113 291 |
| Mars | 47,09 | 39,91 | 114 219 |
| Avril | 44,78 | 40,61 | 78 958 |
| Mai | 44,56 | 37,94 | 97 689 |
| Juin | 40,70 | 36,31 | 88 738 |
| Juillet | 39,60 | 36,35 | 64 996 |
| Août | 36,81 | 28,71 | 152 854 |
| Septembre | 31,56 | 25,61 | 130 795 |
| Octobre | 33,10 | 23,97 | 124 137 |
| Novembre | 33,75 | 28,07 | 110 485 |
| Décembre | 31,87 | 27,30 | 98 747 |

NYSE

| | Cours extrêmes (\$ CA) | | Volume des opérations (en milliers) |
|-------------|------------------------|-------|--|
| | Haut | Bas | |
| 2011 | | | |
| Janvier | 41,67 | 36,54 | 137 363 |
| Février | 47,62 | 40,01 | 182 199 |
| Mars | 48,53 | 40,25 | 179 965 |
| Avril | 46,84 | 41,93 | 111 993 |
| Mai | 47,00 | 38,76 | 158 992 |
| Juin | 41,95 | 36,93 | 131 743 |
| Juillet | 41,88 | 37,96 | 111 901 |
| Août | 39,69 | 29,00 | 220 108 |
| Septembre | 32,39 | 24,94 | 167 997 |
| Octobre | 33,40 | 22,55 | 176 408 |
| Novembre | 33,27 | 27,06 | 149 786 |
| Décembre | 31,45 | 26,30 | 120 119 |

Pour obtenir des renseignements à l'égard des options d'achat d'actions ordinaires de Suncor et des actions ordinaires émises à l'exercice des options et aux termes de notre régime de réinvestissement des dividendes en 2011, voir la note sur le capital-actions de nos états financiers consolidés audités 2011, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle.

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Administrateurs

Le tableau qui suit présente les administrateurs de Suncor. Le mandat de chaque administrateur débute à la date de l'assemblée à laquelle il a été élu ou nommé et prend fin à l'assemblée annuelle des actionnaires ou à la date à laquelle son successeur est élu ou nommé. Richard L. George et Brian MacNeill ne se présentent pas en vue de leur réélection à l'assemblée générale annuelle 2012 de Suncor, qui devrait avoir lieu le 1^{er} mai 2012.

| Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence | Durée du mandat et indépendance | Biographie |
|---|---|--|
| Mel E. Benson ⁽¹⁾⁽²⁾ Alberta, Canada | Administrateur depuis 2000 Indépendant | Mel Benson est président de Mel E. Benson Management Services Inc., cabinet international d'experts-conseils en gestion établi à Calgary (Alberta). En 2000, M. Benson a pris sa retraite d'une importante société pétrolière internationale. Il est un des propriétaires de Tenex Energy Inc. et est administrateur de Winalta Inc. et du groupe de sociétés Fort McKay, une fiducie pour le développement communautaire (community trust). Il est également administrateur de Hull Child and Family Services, société sans but lucratif. |
| Dominic D'Alessandro ⁽³⁾⁽⁴⁾ Ontario, Canada | Administrateur depuis 2009 Indépendant | Dominic D'Alessandro a été président et chef de la direction de Financière Manuvie de 1994 à 2009 et est actuellement administrateur du Groupe CGI inc. et de la Banque Canadienne Impériale de Commerce. En reconnaissance de ses nombreuses réalisations dans le monde des affaires, M. D'Alessandro a été reconnu comme le chef de la direction le plus respecté du Canada en 2004 et comme le chef de la direction de l'année en 2002 et il a été intronisé à l'Insurance Hall of Fame en 2008. M. D'Alessandro est officier de l'Ordre du Canada et a été nommé Commandatore de l'ordre de l'étoile d'Italie. En 2009, il a reçu le Woodrow Wilson Award for Corporate Citizenship et, en 2005, le Horatio Alger Award pour son leadership dans la collectivité. M. D'Alessandro est FCA et il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Concordia, à Montréal. Il a également reçu des doctorats honorifiques de l'Université York, de l'Université d'Ottawa, de la Ryerson University et de l'Université Concordia. |
| John T. Ferguson Alberta, Canada | Administrateur depuis 1995 Indépendant | John Ferguson est fondateur et président du conseil d'administration de Princeton Developments Ltd. et de Princeton Ventures Ltd. M. Ferguson est également administrateur de Fountain Tire Ltd. et de Strategy Summit Ltd. et jusqu'au 1 ^{er} mars 2012, il était administrateur de la Banque Royale du Canada. De plus, il est administrateur de l'Alberta Bone and Joint Institute, membre conseiller de l'Institut canadien de recherches avancées, colonel honoraire du South Alberta Light Horse ainsi que chancelier émérite et président émérite du conseil d'administration de la University of Alberta. M. Ferguson est fellow de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta et de l'Institut des administrateurs de sociétés. |
| W. Douglas Ford ⁽¹⁾⁽⁴⁾ Floride, États-Unis | Administrateur depuis 2004 Indépendant | W. Douglas Ford a été directeur général, Raffinage et marketing pour BP p.l.c. de 1998 à 2002 et était responsable du raffinage, de la commercialisation et du réseau de transport de BP ainsi que des activités liées aux carburants d'avion, aux activités maritimes et à l'expédition par BP. M. Ford est actuellement administrateur d'USG Corporation et d'Air Products and Chemicals, Inc. Il est aussi membre du conseil d'administration de la University of Notre Dame. |
| Richard L. George Alberta, Canada | Administrateur depuis 1991 Non indépendant, membre de la direction | Richard George est chef de la direction de Suncor Énergie Inc. Il agit actuellement à titre d'administrateur de Chemin de fer Canadien Pacifique et a été président de la Conférence canadienne du Gouverneur général sur le leadership de 2008. M. George a été fait membre de l'Ordre du Canada en 2007. |

| Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence | Durée du mandat et indépendance | Biographie |
|--|--|---|
| Paul Haseldonckx ⁽²⁾⁽³⁾ Essen, Allemagne | Administrateur depuis 2009 (Petro-Canada, de 2002 au 31 juillet 2009) Indépendant | Paul Haseldonckx a été administrateur de Petro-Canada et membre du conseil de gestion de Veba Oel AG, la plus importante société allemande du secteur d'aval, y compris les stations d'essence Aral AG en Europe. M. Haseldonckx a représenté Veba au sein du conseil d'administration de la coentreprise Cerro Negro pendant les phases de construction et du démarrage de la production de cette exploitation in situ de sables pétrolifères comprenant une usine de valorisation. M. Haseldonckx est titulaire d'une maîtrise en sciences et a suivi des programmes destinés aux cadres à l'INSEAD, à Fontainebleau, et à l'IMD, à Lausanne. |
| John R. Huff ⁽¹⁾⁽²⁾ Texas, États-Unis | Administrateur depuis 1998 Indépendant | John Huff est président du conseil d'administration de Oceaneering International Inc., société de services aux producteurs pétroliers. M. Huff est également administrateur de KBR Inc. |
| Jacques Lamarre ⁽¹⁾⁽²⁾ Québec, Canada | Administrateur depuis 2009 Indépendant | Jacques Lamarre est conseiller stratégique pour le cabinet d'avocats Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L., SRL. Il a été président et chef de la direction de SNC Lavalin de 1996 à 2009. M. Lamarre est officier de l'Ordre du Canada et membre fondateur et ancien président du Commonwealth Business Council. Il a aussi été président du conseil d'administration du Conference Board du Canada et membre fondateur des Governors for Engineering & Construction du World Economic Forum. Il est actuellement administrateur de la Banque Royale du Canada, de PPP Canada Inc. et de l'Institut canadien de recherches avancées et est membre de l'Institut canadien des ingénieurs, d'Ingénieurs Canada et de l'Ordre des ingénieurs du Québec. M. Lamarre est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un baccalauréat ès arts et sciences en génie civil de l'Université Laval, à Québec. Il a aussi suivi un programme de perfectionnement des cadres supérieurs à la Harvard University. M. Lamarre est en outre titulaire de doctorats honorifiques de la University of Waterloo, de l'Université de Moncton et de l'Université Laval. |
| Brian MacNeill ⁽³⁾⁽⁴⁾ Alberta, Canada | Administrateur depuis 2009 (Petro-Canada, de 1995 au 31 juillet 2009) Indépendant | Brian MacNeill est comptable agréé, Certified Public Accountant et titulaire d'un baccalauréat en commerce. Il a été administrateur et président du conseil d'administration de Petro-Canada. Il est administrateur de West Fraser Timber Co. Ltd., de Capital Power Corp. et de Oilsands Quest Inc. M. MacNeill est membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et du Financial Executives Institute. Il est également fellow de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta et de l'Institut des administrateurs de sociétés. M. MacNeill est également membre de l'Ordre du Canada. |
| Maureen McCaw ⁽¹⁾⁽²⁾ Alberta, Canada | Administratrice depuis 2009 (Petro-Canada, de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendante | Maureen McCaw a été administratrice de Petro-Canada et est l'ancienne présidente (Edmonton) de Léger Marketing, anciennement Criterion Research Corp., société qu'elle a fondée en 1986. M ^{me} McCaw est titulaire d'un baccalauréat ès arts de la University of Alberta et d'une accréditation de l'Institut des administrateurs de sociétés (ICD.D). En plus d'être présidente de Tinnakilly Inc. et membre du conseil d'administration de l'aéroport international d'Edmonton, de Women Building Futures, du Conservatoire de la nature Canada (section Alberta) et du Royal Alexandra Hospital, elle est associée directrice de Prism Ventures. Elle a été présidente de la chambre de commerce d'Edmonton et elle est membre d'un certain nombre de conseils d'administration et de comités consultatifs en Alberta. |

| Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence | Durée du mandat et indépendance | Biographie |
|---|---|---|
| Michael W. O'Brien ⁽³⁾⁽⁴⁾ Alberta, Canada | Administrateur depuis 2002 Indépendant | Michael O'Brien a été vice-président directeur, Expansion de la Société, et chef des finances de Suncor Énergie Inc. avant de prendre sa retraite en 2002. M. O'Brien est administrateur principal de Shaw Communications Inc. Il a aussi été président du conseil d'administration de Conservation de la nature Canada et président du conseil d'administration de l'Institut canadien des produits pétroliers et de Canada's Voluntary Challenge for Global Climate Change. |
| James Simpson ⁽¹⁾⁽⁴⁾ Alberta, Canada | Administrateur depuis 2009 (Petro-Canada, de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendant | James Simpson a été administrateur de Petro-Canada et président de Chevron Canada Resources (pétrole et gaz). Il est administrateur principal, membre des comités de gouvernance, de nomination, de rémunération, de relève et d'évaluation des risques, et président du comité d'audit de Canadian Utilities Limited. M. Simpson est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en sciences et a obtenu un diplôme à l'issue de la réussite du programme destiné aux cadres supérieurs de la Sloan School of Business du M.I.T. Il a été président du conseil d'administration de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et vice-président du conseil d'administration de la Canadian Association of the World Petroleum Congresses. |
| Eira M. Thomas ⁽³⁾⁽⁴⁾ Colombie-Britannique, Canada | Administratrice depuis 2006 Indépendante | Eira Thomas est une géologue canadienne comptant plus de 20 ans d'expérience dans le secteur canadien du diamant, expérience qu'elle a notamment acquise dans le cadre de ses fonctions antérieures de vice-présidente d'Aber Resources (maintenant Harry Winston Diamond Corp.) et à titre de fondatrice et chef de la direction de Stornoway Diamond Corp. Actuellement, M ^{me} Thomas est administratrice de Lucara Diamond Corp. et de Strongbow Exploration Inc. Elle siège aussi au conseil d'administration de l'Association canadienne des prospecteurs et entrepreneurs. |
| Steven W. Williams Alberta, Canada | Administrateur depuis décembre 2011 Non indépendant, membre de la direction | Steve Williams est chef de l'exploitation de Suncor Énergie Inc. depuis 2007. Il a été nommé président de Suncor Énergie Inc. en décembre 2011. M. Williams est fellow de l'Institute of Chemical Engineers et membre de l'Institute of Directors. Il est aussi coprésident de la Oil Sands Leadership Initiative (OSLI), membre du comité du chef de la direction de Syncrude Canada Limited et membre du Business Advisory Council de la School of Business de la University of Alberta. En octobre 2010, il a été nommé au Oil and Gas Economics Advisory Council du gouvernement de l'Alberta. |

- (1) Comité des ressources humaines et de la rémunération
(2) Comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable
(3) Comité d'audit
(4) Comité de gouvernance

Membres de la haute direction

Le tableau qui suit présente les membres de la haute direction de Suncor.

| Nom | Lieu de résidence | Fonction |
|-------------------|-------------------|--|
| Richard L. George | Alberta, Canada | Chef de la direction |
| Steve W. Williams | Alberta, Canada | Président et chef de l'exploitation |
| Bart W. Demosky | Alberta, Canada | Chef des finances |
| Eric Axford | Alberta, Canada | Vice-président directeur, Services d'entreprise |
| Boris Jackman | Ontario, Canada | Vice-président directeur, Raffinage et commercialisation |
| Mark Little | Alberta, Canada | Vice-président directeur, Sables pétrolifères et In situ |

| Nom | Lieu de résidence | Fonction |
|-------------------|-------------------|--|
| Mike MacSween | Alberta, Canada | Vice-président directeur, Projets majeurs |
| Steve Reynish | Alberta, Canada | Vice-président directeur, Coentreprises des Sables pétrolifères |
| Paul Gardner | Alberta, Canada | Vice-président principal, Ressources humaines |
| François Langlois | Alberta, Canada | Vice-président principal, Exploration et production |
| Janice Odegaard | Alberta, Canada | Vice-présidente principale, chef du contentieux et secrétaire générale |
| Kris Smith | Alberta, Canada | Vice-président principal, Approvisionnement, échanges et développement |

Au 31 décembre 2011, les administrateurs et membres de la haute direction de Suncor avaient, collectivement, la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, d'actions ordinaires de Suncor représentant moins de 1 % des actions ordinaires alors en circulation.

Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions

À notre connaissance, après une enquête diligente, nous confirmons qu'aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor n'est, à la date de la présente notice annuelle, ou n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui a) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance refusant à l'émetteur en question le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation canadienne en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été prononcée pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait de telles fonctions, à l'exception de M. MacNeill, qui est actuellement administrateur d'Oilsands Quest Inc. (Oilsands Quest), société faisant l'objet d'une interdiction d'opérations de la NYSE Amex depuis novembre 2011 en raison de son incapacité à respecter certaines obligations pour maintenir son inscription à la cote de NYSE Amex ou b) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance refusant à l'émetteur en question le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été prononcée après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait de telles fonctions.

À notre connaissance, après une enquête diligente, nous confirmons que, en date des présentes, aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor ni aucune de leurs sociétés de portefeuille respectives ni aucun des actionnaires détenant un nombre suffisant de titres pour avoir une incidence importante sur le contrôle de Suncor a) n'est ou n'a été, au cours des dix dernières années, administrateur ou membre de la direction d'une société (y compris Suncor) qui, pendant que cette personne exerçait de telles fonctions ou dans un délai de un an après que cette personne a cessé d'exercer de telles fonctions, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, a conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses biens, à l'exception de ce qui suit : (i) M. Ford, administrateur de Suncor qui est actuellement administrateur d'USG Corporation, qui a bénéficié de la protection contre la faillite jusqu'en juin 2006 et qui était également administrateur de United Airlines (jusqu'en février 2006), société qui a bénéficié de la protection contre la faillite conférée par le Chapter 11 jusqu'en février 2006 et (ii) M. MacNeill, administrateur de Suncor qui est actuellement administrateur d'Oilsands Quest, qui exerce actuellement ses activités en vertu de la protection conférée par la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* du Canada ou b) au cours des dix dernières années, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité ou a été poursuivie par ses créanciers, conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses biens.

Aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor ne s'est vu imposer : a) des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou a conclu un règlement avec celle-ci; b) toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Le mandat du comité d'audit est reproduit à l'annexe « A » de la présente notice annuelle.

Composition du comité d'audit

Le comité d'audit est composé de MM. O'Brien (président), D'Alessandro, MacNeill, Haseldonckx et de M^{me} Thomas. Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières. La formation et l'expertise de chaque membre sont décrites à la rubrique « Administrateurs et membres de la haute direction » de la présente notice annuelle.

Tous les administrateurs qui sont membres du comité d'audit ou dont la candidature a été soumise en vue de leur nomination à ce comité doivent, en plus de satisfaire aux exigences relatives à l'indépendance, posséder les compétences financières indiquées par le conseil d'administration. De plus, au moins un membre du comité d'audit doit être un expert financier au sens établi par le conseil d'administration. Les experts financiers désignés siégeant au comité d'audit sont M. O'Brien et M. D'Alessandro.

Compétences financières

Les compétences financières peuvent généralement être définies comme la capacité de lire et de comprendre un bilan, un état des résultats et un état des flux de trésorerie. Lorsqu'il évalue le niveau de compétences financières d'un candidat potentiel, le conseil d'administration doit évaluer l'ensemble de la formation et de l'expérience de la personne, y compris :

- le niveau de formation comptable ou financière de la personne, notamment si elle a un diplôme d'études supérieures en finance ou en comptabilité;
- si la personne est comptable de profession ou l'équivalent, en règle, et la période durant laquelle elle a été activement comptable de profession ou l'équivalent;
- s'il est attesté ou par ailleurs reconnu que cette personne a de l'expérience en comptabilité ou en finance par un organisme privé reconnu qui établit et administre des normes à cet égard, si cette personne est en règle auprès de l'organisme privé reconnu et le moment depuis lequel cette expertise est attestée ou reconnue;
- si la personne a été cadre financier principal, contrôleur ou agent comptable principal pour une société qui, au moment où la personne occupait ce poste, devait déposer des rapports aux termes des lois sur les valeurs mobilières et, le cas échéant, pendant combien de temps;
- les responsabilités particulières de la personne lorsqu'elle était expert-comptable, auditeur, cadre financier principal, contrôleur, agent comptable principal ou occupait un poste demandant l'exécution de fonctions similaires;
- le niveau de connaissance et d'expérience de la personne quant aux lois et règlements applicables à la préparation des états financiers qui doivent être inclus dans les rapports déposés aux termes des lois sur les valeurs mobilières;
- le niveau d'expérience directe de la personne quant à la révision, la préparation, l'audit ou l'analyse des états financiers à inclure dans les rapports déposés aux termes de dispositions des lois sur les valeurs mobilières;
- le fait que cette personne ait été ou qu'elle soit actuellement membre d'un ou de plusieurs comités d'audit de sociétés qui, au moment où la personne en était membre, devaient déposer des rapports aux termes des dispositions des lois sur les valeurs mobilières;
- le niveau de connaissance et l'expérience de la personne quant à l'utilisation et à l'analyse d'états financiers de sociétés ouvertes;
- si la personne a d'autres compétences ou expériences pertinentes qui l'aideraient à comprendre et à évaluer les états financiers et d'autres informations financières de la Société et à vérifier de façon avertie si les états financiers présentent fidèlement la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société conformément aux principes comptables généralement reconnus ou si les états financiers et d'autres informations financières, prises collectivement, présentent fidèlement la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société.

Expert financier du comité d'audit

Un « expert financier du comité d'audit » s'entend d'une personne qui, de l'avis du conseil d'administration de la Société :

- a) comprend les principes comptables généralement reconnus du Canada et les états financiers;
- b) est capable d'évaluer la portée générale de ces principes dans le cadre de la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des réserves;
- c) a de l'expérience dans la préparation, l'audit, l'analyse ou l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de Suncor ou qui a de l'expérience dans la supervision active d'une ou de plusieurs personnes physiques exerçant ces activités;
- d) comprend les contrôles et procédures internes de présentation de l'information financière;
- e) comprend les fonctions du comité d'audit.

La personne doit avoir acquis les aptitudes mentionnées aux points a) à e) inclusivement sous la forme :

- a) de formation et d'expérience à titre de cadre financier principal, d'agent comptable principal, de contrôleur, d'expert comptable ou d'auditeur ou d'expérience dans un ou plusieurs postes qui nécessitent l'exécution de fonctions similaires;
- b) d'expérience de supervision active d'un cadre financier principal, d'un agent comptable principal, d'un contrôleur, d'un expert comptable, d'un auditeur ou d'une personne exécutant des fonctions similaires;
- c) d'expérience de supervision ou d'évaluation de sociétés ou d'experts comptables quant à la préparation, à l'audit ou à l'évaluation d'états financiers;
- d) d'une autre expérience pertinente.

Politique du comité d'audit sur l'approbation préalable des services non liés à l'audit

Notre comité d'audit s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services non liés à l'audit est compatible avec le maintien de l'indépendance des vérificateurs et s'est doté d'une politique concernant la prestation de tels services. Notre politique sur l'approbation par le comité d'audit des honoraires versés à nos auditeurs, conformément à la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et à la législation canadienne applicable, est reproduite à l'annexe B de la présente notice annuelle.

Honoraires versés aux auditeurs

Le tableau qui suit présente les honoraires versés à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. en 2011 et en 2010, dont la nature est indiquée ci-après :

| (milliers de dollars) | 2011 | 2010 |
|---|-------|-------|
| Honoraires d'audit | 6 145 | 4 873 |
| Honoraires pour services liés à l'audit | 423 | 637 |
| Honoraires pour services fiscaux | 50 | — |
| Tous les autres honoraires | 9 | 4 |
| Total | 6 627 | 5 514 |

Des honoraires d'audit ont été payés pour les services professionnels rendus par les auditeurs pour l'audit des états financiers annuels de Suncor ou pour les services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi ou la réglementation. Des honoraires pour services liés à l'audit ont été payés relativement à des services professionnels rendus par les auditeurs dans le cadre de l'examen des états financiers trimestriels et de la préparation de rapports sur des procédures particulières qui touchaient des audits de coentreprise et des services d'attestation non exigés par la loi ou la réglementation. Des honoraires pour services fiscaux pour la production de déclarations de revenus et la planification fiscale ont été payés dans un territoire étranger où Suncor exerce des activités restreintes. Les honoraires regroupés sous la mention « Tous les autres honoraires » désignaient les abonnements à des outils fournis et approuvés par les auditeurs. Les services décrits sous les mentions « Honoraires d'audit », « Honoraires pour services liés à l'audit », « Honoraires pour services fiscaux » et « Tous les autres honoraires » ont été approuvés par le comité d'audit conformément à l'alinéa c)(7)(i) de la Rule 2-01 du

Regulation S-X. On se reportera à l'annexe B de la présente notice annuelle pour connaître la politique et les procédures d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit de la Société.

POURSUITES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION

Aucune poursuite à laquelle nous sommes ou étions parties, ou qui met ou mettait en cause nos biens, n'est en cours depuis le début du dernier exercice terminé de la Société et, à notre connaissance, aucune action en dommages-intérêts dont le montant réclamé représente plus de 10 % de notre actif actuel n'est en cours. En outre, a) aucune amende ou sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières au cours de l'exercice, b) aucune amende ou sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement ou c) aucun règlement amiable n'a été conclu par la Société devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation au cours de l'exercice.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur, aucun membre de la haute direction ni aucun membre de leur groupe ou personne ayant des liens avec eux, n'a ou n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans une opération ou une opération projetée, qui a eu, ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle aura, une incidence importante sur nous ou sur un membre de notre groupe, au cours des trois derniers exercices ou au cours de l'exercice en cours.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires est Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary (Alberta), de Montréal (Québec), de Toronto (Ontario) et de Vancouver (Colombie-Britannique), et Computershare Trust Company Inc., à Denver, au Colorado.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, nous n'avons conclu aucun contrat ayant des répercussions importantes sur nos activités et aucun contrat de ce type n'est encore en vigueur, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal de nos activités, et qui n'ont pas à être déposés en vertu du paragraphe 12.2 du Règlement 51-102 *sur les obligations d'information continue*.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Les estimations des réserves et des ressources contenues dans la présente notice annuelle sont fondées, entre autres, sur des rapports préparés par GLJ et Sproule, évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de Suncor. Les états financiers consolidés audités 2011 de la Société ont été audités par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs de Suncor. À la date des présentes, aucun des associés, employés ou consultants de GLJ et de Sproule, respectivement, en tant que groupe, par l'entremise d'une participation inscrite ou véritable, directement ou indirectement, ne détient, ni n'a le droit de recevoir plus de 1 % d'une catégorie quelconque de nos titres en circulation, y compris les titres des membres de notre groupe et des personnes ayant des liens avec nous, et PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a indiqué au comité d'audit de Suncor qu'elle était indépendante de Suncor au sens du code de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT AUX EXIGENCES DE LA NEW YORK STOCK EXCHANGE

À titre d'émetteur canadien inscrit à la NYSE, nous ne sommes pas tenus de nous conformer à la plupart des règles et des normes d'inscription de la NYSE et pouvons plutôt nous conformer aux exigences canadiennes. À titre d'émetteur privé étranger, nous sommes uniquement tenus de nous conformer à quatre des règles de la NYSE, soit les suivantes : (i) avoir un comité d'audit qui remplit les exigences de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, en sa version modifiée; (ii) le chef de la direction doit aviser par écrit la NYSE aussitôt que possible après avoir été informé par un membre de la haute direction qu'un manquement important aux règles applicables de la NYSE a eu lieu; (iii) fournir une description brève des différences importantes, le cas échéant, entre nos pratiques en matière de gouvernance et celles suivies par les sociétés américaines inscrites à la NYSE et (iv) fournir des déclarations écrites de conformité avec les règles de gouvernance d'entreprise applicables de la NYSE, annuellement et au besoin. La Société, dans sa circulaire de sollicitation de procurations par la direction 2012, qui est disponible sur notre site Web à l'adresse www.suncor.com, a indiqué que, dans certaines circonstances, elle n'est pas tenue d'obtenir l'approbation des actionnaires pour modifier de manière importante les plans de rémunération fondés sur les capitaux propres et que, bien qu'elle se conforme aux exigences en matière d'indépendance des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (en particulier le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*) et des États-Unis (en particulier la Règle 10A-3 prise en application de la *Securities Exchange Act of 1934*), Suncor n'a pas adopté les normes en matière d'indépendance des administrateurs prescrites par l'article 303A.02 du manuel des sociétés inscrites de la NYSE. Sauf pour ce qui est décrit dans les présentes, la Société se conforme aux normes en matière de gouvernance de la NYSE à tous les autres égards importants.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires, notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs de nos titres, les titres dont l'émission a été autorisée aux termes de plans de rémunération fondés sur les capitaux propres et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, figurent dans la circulaire de sollicitation de procurations afférente à notre plus récente assemblée d'actionnaires comportant l'élection d'administrateurs. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés audités 2011 se rapportant à notre dernier exercice terminé et dans notre rapport de gestion s'y rapportant.

Les renseignements supplémentaires concernant Suncor, qui ont été déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la SEC, notamment les rapports trimestriels et annuels et la notice annuelle ou le formulaire 40-F, peuvent être consultés en ligne sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, et sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov. De plus, notre code de conduite des affaires est disponible en ligne, à l'adresse www.suncor.com. L'information figurant sur notre site Web ou accessible par celui-ci ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'y est pas intégrée par renvoi.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs et d'autres renseignements fondés sur l'information disponible au moment où l'énoncé a été formulé à la lumière de l'expérience et de la perception de Suncor des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources, les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change, la rentabilité des capitaux et les économies de coûts, les taux de redevance applicables et les lois fiscales, les niveaux de production futurs, la suffisance des dépenses en capital budgétées pour l'exécution des activités planifiées, la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services, et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. De plus, tous les autres énoncés traitant d'attentes ou de projections au sujet de l'avenir ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de ses décisions d'investissement, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation et de résultats financiers, d'activités futures de financement et d'investissement en immobilisations et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue » et autres expressions analogues.

Les énoncés prospectifs formulés dans la présente notice annuelle font référence aux éléments suivants :

Les attentes de Suncor en ce qui concerne les volumes de production et le rendement de ses actifs existants, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- le procédé TRO_{MC} devrait réduire considérablement la zone requise pour la gestion des résidus, améliorer la vitesse à laquelle Suncor est en mesure de remettre en état ses bassins de résidus, permettre à Suncor de respecter les exigences de la directive sur les résidus publiée par l'ERCB en 2009, éliminer le besoin d'établir de nouveaux bassins de résidus aux exploitations existantes, améliorer la gestion des résidus à l'avenir et, dans les années à venir, réduire le nombre de bassins de résidus qui sont actuellement en exploitation;
- les capacités de conception brutes pour les installations exploitées et inexploitées de Suncor;
- les projets de Suncor de développer ses réserves prouvées non développées et ses réserves probables non développées;
- les estimations de la production pour 2012;
- l'attente de la Société selon laquelle, à mesure que la production provenant de l'expansion de stade 3 de Firebag augmentera, le RVP de Firebag diminuera.

La durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés en ce qui a trait aux éléments suivants :

- le reste de la résolution des problèmes relatifs au H_2S pour Terra Nova, qui devrait être terminée dans le cadre du programme d'entretien des quais, qui prévoit le remplacement de l'émerillon du navire de PSD et devrait débuter pendant le troisième trimestre de 2012;
- le programme de maintenance de 18 semaines nécessitant l'interruption des activités pour le navire de PSD de White Rose devrait débuter pendant le deuxième trimestre de 2012, et son objectif principal est de résoudre les problèmes relatifs au système de propulsion du navire de PSD.

Les attentes de Suncor concernant la répartition de ses dépenses en immobilisations futures, l'échéancier de ses projets de croissance et autres projets importants et les résultats de ces projets, considérant le fait que :

- la stratégie de croissance sur dix ans de Suncor visant à accroître la production pour la porter à plus de un million de bep/j d'ici 2020, ce qui devrait comprendre des arrangements avec des propriétaires de coentreprises respectifs pour le développement des projets d'exploitation des sables pétrolifères de Fort Hills et de Joslyn et la reprise de la construction de l'usine de valorisation Voyageur, le développement continu des activités in situ de la Société aux projets Firebag et MacKay River de la Société et les investissements dans les activités internationales et extracôtières ainsi que la production tirée de celles-ci;
- les attentes de la Société, qui estime que les concessions Voyageur South et Audet peuvent être développées au moyen de techniques d'exploitation et que les concessions Meadow Creek, Lewis, Chard et Kirby peuvent être développées au moyen de techniques in situ;
- les plans de Suncor concernant l'expansion de stade 4 de Firebag, qui devrait être réalisée en 2013 et qui comprend deux plateformes, une installation de traitement centrale et deux unités de cogénération;
- les capacités prévues pour les expansions des stades 3 et 4 de Firebag sont de 62 500 b/j de bitume chacune;
- l'attente de Suncor, selon laquelle la mise en service des unités de cogénération pour le stade 3 de Firebag sera réalisée au cours du premier trimestre de 2012;
- les plans intégrés de Suncor pour l'ensemble de l'exploitation de Firebag, qui prévoient que la vapeur et l'électricité produites par l'une ou l'autre des installations de traitement centrales et des unités de cogénération peuvent être utilisées pour alimenter l'une des plateformes et que le bitume extrait de l'une ou l'autre plateforme peut être traité à l'une ou l'autre des installations de traitement centrales;
- les projets de recourir à une centrifugeuse à Syncrude pour séparer l'eau des résidus;
- les plans provisoires pour le projet de Fort Hills qui prévoient une production (brute) de bitume de 164 000 b/j et pour le projet de Joslyn North qui prévoient une production (brute) de bitume de 100 000 b/j;
- les attentes de la Société selon lesquelles la production de bitume provenant des mines Fort Hills et Joslyn sera valorisée en PBS et en d'autres produits par l'usine de valorisation Voyageur, et les plans provisoires prévoyant une capacité de valorisation de 200 000 b/j (bruts) pour l'usine de valorisation Voyageur;
- les plans de développement pour l'unité d'extension Hibernia Southern, qui comprennent le forage d'un maximum de deux puits producteurs supplémentaires et de cinq puits d'injection d'eau dans un entonnoir sous-marin;

- un puits d'injection d'eau pour soutenir la production initiale de l'extension West White Rose, qui devrait être terminée au cours du deuxième trimestre de 2012;
- les projets des propriétaires de coentreprise pour Hebron de prendre la décision d'approuver le projet à la fin de 2012 et les attentes de la Société selon lesquelles la production initiale débutera à la fin de 2017;
- les plans pour Hebron, qui prévoient la construction d'une plateforme gravitaire fixe en béton, d'un pont en surface intégré, une capacité de stockage du pétrole de 1,2 Mb et 52 espaces aux fins de forage ayant une capacité de production de 150 000 b/j de pétrole brut;
- les projets de développement pour Golden Eagle, qui prévoient un volume de production brut initial de 70 000 bep/j provenant des 20 puits de développement et des frais de développement de 2 G£ (3,3 G\$ CA), et les attentes de la Société selon lesquelles la première extraction surviendra à la fin de 2014 ou au début de 2015;
- les projets de forer le troisième puits d'évaluation pour la découverte Beta, qui devrait avoir lieu au cours du deuxième trimestre de 2012;
- les projets de forer un puits d'exploration pour la zone prometteuse Romeo;
- les frais de développement futurs de Suncor et les activités de développement prévues qui sont indiquées à la rubrique « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » de la présente notice annuelle.

Autres éléments :

- les frais d'abandon et de remise en état prévus;
- les taux de redevances et d'imposition prévus et l'incidence de ces taux sur Suncor;
- les attentes de Suncor selon lesquelles les coûts associés au respect des nouveaux règlements environnementaux et en matière de changements climatiques ne seront pas assez élevés pour causer des désavantages importants pour la Société ou des dommages importants à son positionnement concurrentiel et que la réglementation des GES évoluera avec un signal de prix pour le carbone modéré et que le régime de prix progressera prudemment;
- les attentes de Suncor selon lesquelles elle continuera de faire participer les organismes gouvernementaux adéquats dans un dialogue significatif dans le but d'établir un système harmonisé pour la réglementation des émissions de GES qui est axé sur l'atteinte d'objectifs de réduction réels et sur le développement durable des ressources;
- la croyance de Suncor selon laquelle elle disposera des fonds suffisants pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2012;
- la croyance de Suncor selon laquelle son encaisse existante, ses flux de trésorerie générés à l'interne et ses facilités de crédit existantes suffisent à financer les activités de développement futures;
- les estimations de Suncor selon lesquelles ses frais liés à la conformité à la réglementation sur les GES en Alberta se situeront entre 10 M\$ et 15 M\$;
- les restrictions sur la MEB provisoire, en sa version récemment adoptée.

Les énoncés et les renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs, dont les suivants :

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut non corrosif et le pétrole brut corrosif; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter les installations de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; la production des installations récemment mises en service, dont le rendement est difficile à prévoir durant la période

d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité des installations touchées; notre dépendance à l'égard de la capacité de production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait nuire à notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer la croissance et les dépenses en immobilisations soutenues; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des réservoirs et de l'équipement in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; les frais d'exploitation soumis aux pressions inflationnistes, dont la main-d'œuvre, le gaz naturel et d'autres sources d'énergie utilisées dans les procédés de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les besoins en infrastructures à Fort McMurray même et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des approbations des autorités de réglementation et des parties intéressées pour exercer des activités d'exploration et de développement; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume); le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents à nos activités pétrolières et gazières, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des réservoirs, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts et/ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques de nature politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible associé à l'exercice d'activités en Libye et le risque que les activités de Suncor en Syrie soient restreintes par l'agitation civile et des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des approbations des autorités de réglementation et des parties intéressées nécessaires pour exercer des activités d'exploration et de développement; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter les coûts liés à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; des risques et des incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de nos raffineries et de nos centres de distribution.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de l'ensemble des secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales, comme le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en oeuvre réussie et en temps opportun des projets d'immobilisations, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications apportées aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui nous avons des liens importants de s'acquitter de leurs obligations envers nous; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; la possibilité que la sécurité des systèmes d'information de Suncor soit

atteinte par des pirates ou des cyberterroristes et la non-disponibilité de ces systèmes ou leur incapacité à fonctionner comme prévu par suite de ces atteintes, notre capacité de découvrir et de développer de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de vente d'actifs pétroliers ou gaziers, notamment en ce qui a trait à la contrepartie finale à verser ou à recevoir pour cette transaction, à la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à l'obtention de toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévus; les risques liés à l'intégration de Suncor et de Petro-Canada après la fusion; et l'évaluation inexacte de la valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long de la présente notice annuelle et de notre rapport de gestion. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à Suncor au 150 - 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3E3, en téléphonant au 1-800-558-9071, en envoyant une demande par courriel au info@suncor.com ou en consultant le site Web de SEDAR au www.sedar.com ou celui d'EDGAR au www.sec.gov. L'information contenue sur notre site Web ou accessible par ailleurs par l'intermédiaire de celui-ci ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'est pas intégrée par renvoi dans celle-ci.

ANNEXE A

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit

Les règlements administratifs de Suncor Énergie Inc. prévoient que le conseil d'administration peut établir des comités du conseil auxquels il peut déléguer certaines fonctions. Le conseil a établi, entre autres, le comité d'audit et a approuvé son mandat, qui est présenté ci-après et qui prévoit les objectifs, les attributions et les responsabilités du comité d'audit.

Objectifs

Le comité d'audit aide le conseil d'administration en s'acquittant des responsabilités qui suivent :

- surveiller l'efficacité et l'intégrité des systèmes d'information financière, d'information de gestion et de contrôle interne de la Société et surveiller les rapports financiers et les autres questions financières;
- choisir et, au besoin, remplacer les auditeurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi, surveiller et examiner l'indépendance et l'efficacité de ces auditeurs, et s'assurer qu'ils rendent des comptes en bout de ligne au conseil d'administration et aux actionnaires de la Société;
- examiner l'efficacité des auditeurs internes, à l'exception du service d'audit de l'intégrité de l'exploitation, qui se trouve sous la responsabilité du comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable (dans le présent mandat, « audit interne » ne désigne pas le service d'audit de l'intégrité de l'exploitation);
- approuver pour le compte du conseil d'administration certaines questions financières que lui délègue le conseil, y compris les questions exposées dans le présent mandat.

Le comité n'est pas autorisé à prendre des décisions, sauf dans les circonstances très restreintes décrites aux présentes ou lorsque le conseil d'administration lui en délègue expressément l'autorité et dans la mesure de la délégation. Le comité transmet ses constatations et recommandations au conseil d'administration pour que celui-ci les examine et, au besoin, prenne une décision.

Constitution

Le mandat du conseil d'administration de Suncor décrit les exigences relatives à la composition des comités du conseil et aux compétences des membres de ces comités et stipule que le conseil désigne annuellement le président et les membres des comités. Aux termes des règlements administratifs de Suncor, sauf résolution contraire du conseil d'administration, le quorum pour les réunions des comités est constitué de la majorité des membres du comité et chaque comité détermine ses propres règles de procédure à tous autres égards.

Attributions et responsabilités

Le comité d'audit doit s'acquitter des attributions et responsabilités qui suivent.

Contrôles internes

1. Se renseigner sur le caractère adéquat du système de contrôles internes de la Société et examiner l'évaluation des contrôles internes effectuée par les auditeurs internes et l'évaluation des contrôles financiers et internes effectuée par les auditeurs externes.
2. Vérifier la surveillance par la direction du respect des normes de conduite des affaires de la Société.
3. Établir des procédures pour la soumission par les employés, sous le couvert de l'anonymat, de plaintes faisant état de préoccupations relatives à des questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou au code de conduite des affaires et examiner périodiquement un résumé des plaintes qui ont été formulées et des mesures prises pour les résoudre.
4. Examiner les conclusions tirées de tout examen important effectué par des organismes de réglementation concernant les affaires financières de la Société.

5. Examiner périodiquement les procédures de gouvernance de la direction relatives aux ressources de technologie de l'information en vue de déterminer si elles sont en mesure d'assurer l'intégrité, la protection et la sécurité des systèmes et des registres d'information électronique de la Société.
6. Examiner les pratiques de la direction assurant la supervision des dépenses et des avantages accessoires des dirigeants.

Auditeurs externes et internes

7. Évaluer le rendement des auditeurs externes et initier de même qu'approuver le début ou la fin du mandat des auditeurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi.
8. Examiner la portée de l'audit de même que l'approche des auditeurs externes et approuver les conditions de leur mandat et leurs honoraires.
9. Examiner les relations ou les services qui peuvent avoir une incidence sur l'objectivité et l'indépendance des auditeurs externes, y compris l'examen annuel de la déclaration écrite des auditeurs concernant tous les liens qui existent entre eux (de même que les membres de leur groupe) et la Société; examiner et approuver tous les mandats relatifs à des services non liés à l'audit qui seront fournis par les auditeurs externes ou des membres de leur groupe.
10. Examiner les procédures de contrôle de la qualité des auditeurs externes, notamment les questions importantes soulevées par le plus récent examen du contrôle de la qualité ou examen par les pairs et les questions soulevées par une enquête d'une autorité gouvernementale ou professionnelle menée sur les auditeurs externes, en expliquant les mesures prises par le cabinet pour régler ces questions.
11. Examiner et approuver la nomination ou la destitution du directeur de l'audit interne, examiner annuellement un sommaire de la rémunération du directeur de l'audit et examiner périodiquement le rendement et l'efficacité de l'attribution de l'audit interne, notamment le respect du *International Professional Practices Framework for Internal Auditing* de l'Institut of Internal Auditors.
12. Examiner la charte du service d'audit interne et les projets, les activités, la structure organisationnelle et les compétences des auditeurs internes et surveiller l'indépendance du service.
13. Offrir une voie de communication ouverte entre la direction, les auditeurs internes ou les auditeurs externes, d'une part, et le conseil d'administration, d'autre part.

Présentation de l'information financière et autres documents d'information continue

14. Examiner la lettre d'observation à l'intention de la direction des auditeurs externes de même que les commentaires de la direction à cet égard et enquêter sur tout désaccord entre la direction et les auditeurs externes ou sur les restrictions imposées par la direction aux auditeurs externes. Examiner les écarts non ajustés portés à l'attention de la direction par les auditeurs externes et les mesures prises pour régler le problème.
15. Examiner avec la direction et les auditeurs externes les documents d'information financière et les autres documents d'information mentionnés au point 16, y compris les questions d'information financière importantes, la présentation et l'incidence des incertitudes et risques importants et les estimations et appréciations clés de la direction qui peuvent être importantes pour la présentation de l'information financière, y compris les autres modes de traitement et leurs incidences.
16. Examiner et approuver les états financiers consolidés intermédiaires de la Société et le rapport de gestion s'y rapportant (le « rapport de gestion »). Formuler après examen des recommandations au conseil d'administration concernant l'approbation des états financiers consolidés audités annuels de la Société et du rapport de gestion s'y rapportant, de la notice annuelle et du formulaire 40-F de la Société. Examiner les autres documents d'information annuels et trimestriels importants ou les autres documents déposés auprès des organismes de réglementation contenant les renseignements financiers audités ou non audités ou s'y rapportant.

17. Autoriser tout changement aux catégories de documents et de renseignements devant être examinés ou approuvés par le comité d'audit avant d'être communiqués à l'externe qui sont énoncés dans la politique de la Société en matière de communication externe et de divulgation de renseignements importants.
18. Examiner les changements apportés aux politiques comptables de la Société.
19. Examiner avec les conseillers juridiques les questions d'ordre juridique ayant une incidence importante sur les rapports financiers.

Réserves de pétroles et de gaz

20. Examiner à intervalles raisonnables les procédures de Suncor concernant :
 - A) la présentation, conformément à la législation applicable, de l'information relative aux activités pétrolières et gazières de Suncor, y compris les procédures visant à assurer le respect des exigences applicables en matière de présentation de l'information;
 - B) la communication d'information aux évaluateurs de réserves qualifiés (les « évaluateurs ») engagés annuellement par Suncor pour évaluer les données relatives aux réserves de celle-ci en vue de les communiquer au public conformément à la loi.
21. Approuver annuellement la nomination et les conditions du mandat des évaluateurs, notamment leurs compétences et leur indépendance; examiner et approuver les changements proposés à la nomination des évaluateurs et les motifs à l'appui de ce changement proposé, notamment l'existence possible de différends entre les évaluateurs et la direction.
22. Examiner annuellement les données relatives aux réserves de Suncor et le rapport des évaluateurs s'y rapportant et formuler après examen des recommandations annuellement au conseil d'administration concernant l'approbation :
 - (i) du contenu et du dépôt par la Société d'un relevé des données relatives aux réserves (le « relevé ») et du rapport afférent de la direction et des administrateurs à inclure dans celui-ci ou déposé avec lui;
 - (ii) du dépôt du rapport des évaluateurs à inclure dans le relevé ou déposé avec celui-ci, conformément à la loi.

Gestion des risques

23. Examiner périodiquement les politiques et pratiques de la Société concernant la gestion de la trésorerie, les instruments dérivés, le financement, le crédit, l'assurance, l'imposition, les opérations sur produits de base et les questions connexes. Surveiller le modèle de gouvernance sur la gestion des risques du conseil au moyen d'examens périodiques en vue de refléter adéquatement les principaux risques associés à l'entreprise de la Société dans le mandat du conseil et de ses comités.

Régime de retraite

24. Examiner les actifs, le rendement financier, l'état du financement, la stratégie de placement et les rapports actuariels pour le régime de retraite de la Société, y compris les conditions du mandat de l'actuaire et du gestionnaire de la caisse de retraite.

Sécurité

25. Examiner sommairement les risques importants associés à la gestion de la sécurité physique, à la technologie de l'information, à la sécurité ou à la reprise des activités et les stratégies pour composer avec ces risques.

Autres questions

26. Effectuer des enquêtes indépendantes sur toute question s'inscrivant dans son mandat.
27. Passer en revue les candidats recommandés au poste de chef des finances.

28. Examiner et/ou approuver les autres questions financières que le conseil d'administration lui a expressément déléguées.

Rapport au conseil

29. Faire rapport au conseil d'administration sur les activités du comité d'audit concernant les questions qui précèdent, à chaque réunion du conseil, et à tout autre moment jugé approprié par le comité ou à la demande du conseil.

En sa version adoptée par résolution du conseil d'administration le 1^{er} février 2011.

ANNEXE B

SUNCOR ÉNERGIE INC. POLITIQUE ET PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE DES SERVICES D'AUDIT ET DES SERVICES NON LIÉS À L'AUDIT

Aux termes de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et du Règlement 52-110, la Securities and Exchange Commission (SEC) et la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario ont adopté des règles définitives sur les comités d'audit et l'indépendance des auditeurs. Ces règles exigent que le comité d'audit de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») soit responsable de la nomination, de la rémunération, de l'embauche et de la supervision du travail de ses auditeurs indépendants. Le comité d'audit doit également approuver au préalable les services d'audit et les services non liés à l'audit fournis par les auditeurs indépendants ou s'assurer qu'ils respectent les politiques et les procédures d'approbation préalable qu'il a établies aux termes de la présente politique.

I. ÉNONCÉ DE LA POLITIQUE

Le comité d'audit a adopté la présente politique et les présentes procédures d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit (la « politique »), qui exposent les procédures et les conditions régissant l'approbation préalable des services qui devraient être fournis par les auditeurs indépendants. Les procédures décrites dans la présente politique s'appliquent à l'ensemble des services d'audit, des services liés à l'audit, des services fiscaux et des autres services fournis par les auditeurs indépendants.

II. RESPONSABILITÉ

Il incombe au comité d'audit de mettre en œuvre la présente politique. Le comité d'audit délègue l'application de la présente politique à la direction, mais il ne peut lui déléguer l'approbation préalable des services fournis par les auditeurs indépendants.

III. DÉFINITIONS

Aux fins des présentes et des approbations préalables :

- a) Les « services d'audit » s'entendent notamment des services qui constituent une partie nécessaire du processus d'audit annuel et des activités qui constituent une procédure nécessaire que les auditeurs utilisent afin de délivrer un avis sur les états financiers comme le requièrent les normes d'audit généralement reconnues (les « NAGR »), y compris les examens techniques réalisés afin de poser un jugement d'auditeurs quant à l'application des normes comptables. Les « services d'audit » comprennent plus que les services requis pour exécuter un audit aux termes des NAGR; ils comprennent notamment ce qui suit :
- (i) la délivrance de lettres d'accord présumé et de consentements dans le cadre de placements de titres;
 - (ii) l'exécution d'audits prévus par les lois nationales et étrangères;
 - (iii) l'attestation de services requise par la loi ou la réglementation;
 - (iv) les examens de contrôle interne;
 - (v) l'examen et l'aide à la préparation de documents déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières, de la SEC et d'autres organismes de réglementation ayant compétence sur Suncor et ses filiales et la réponse aux observations de ces organismes de réglementation.
- b) Les « services liés à l'audit » s'entendent des services de certification (p. ex. les services de vérification diligente) et des services connexes qui sont habituellement fournis par les auditeurs externes, lesquels sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen d'états financiers et ne sont pas compris dans les « honoraires d'audit » aux fins de la présentation de l'information.

Les « services liés à l'audit » comprennent notamment ce qui suit :

- (i) les audits des régimes d'avantages des employés, y compris les audits des régimes de retraite qui s'appliquent à eux;

- (ii) la vérification diligente en ce qui a trait aux fusions et acquisitions;
- (iii) les consultations et les audits relatives aux acquisitions, notamment l'évaluation du traitement comptable des opérations envisagées;
- (iv) les examens de contrôle interne;
- (v) l'attestation de services non requise par la loi ou la réglementation;
- (vi) les consultations concernant les normes de comptabilité et de présentation de l'information financière.

Les audits de gestion non financiers ne constituent pas des « services liés à l'audit ».

- c) Les « services fiscaux » comprennent notamment les services liés à l'élaboration de déclarations de revenus pour les sociétés et/ou pour les particuliers, à la vérification diligente d'ordre fiscal en lien avec les fusions, acquisitions et/ou dessaisissements et la planification fiscale.
- d) Les « autres services » désignent tous les autres services qui ne sont pas des services d'audit, des services liés à l'audit ou des services fiscaux, dont la fourniture par les auditeurs indépendants n'est pas expressément interdite par la Règle 2-01(c)(7) du Regulation S-X pris en application de la *Securities and Exchange Act of 1934*, en sa version modifiée. (Voir le résumé des services interdits à l'appendice A.)

IV. POLITIQUE GÉNÉRALE

La politique générale qui suit s'applique à l'ensemble des services fournis par les auditeurs indépendants.

- Le comité d'audit doit approuver au préalable chacun des services fournis par les auditeurs indépendants. Il ne permet pas que les auditeurs indépendants offrent des services pouvant raisonnablement faire partie des « services fiscaux » ou des « autres services », à moins qu'une analyse de rentabilité concluante justifie que l'on mandate les auditeurs indépendants au lieu d'un autre fournisseur de services.
- Le comité d'audit n'approuve pas au préalable les services devant être fournis plus de douze mois après l'approbation préalable, à moins qu'il ne précise spécifiquement une période différente.
- Le comité d'audit a délégué à son président le pouvoir d'approuver au préalable des services dont le coût estimatif n'excède pas 100 000 \$ conformément à la présente politique. Le membre autorisé du comité d'audit doit communiquer toute décision d'approbation préalable au comité d'audit à la réunion suivante du comité.
- Le président du comité d'audit peut déléguer son pouvoir d'approbation préalable des services à un autre membre permanent du comité d'audit, à la condition que ce membre ait également reçu le pouvoir d'agir en qualité de président du comité d'audit en l'absence du président. Le comité d'audit doit attester au moyen d'une résolution une telle délégation aux termes de la présente politique.
- Le comité d'audit examine et approuve au préalable à l'occasion et au moins annuellement les services que les auditeurs indépendants peuvent fournir.
- Le comité d'audit doit établir annuellement des barèmes d'honoraires pour les services qu'il doit approuver au préalable et qui seront fournis par les auditeurs indépendants. Au moins trimestriellement, le comité d'audit reçoit un sommaire détaillé des honoraires versés aux auditeurs indépendants et de la nature des services fournis ainsi qu'une prévision des honoraires devant être versés et des services devant être fournis au cours du reste de l'exercice.
- Le comité d'audit n'autorise pas que l'on mandate les auditeurs indépendants pour fournir les services non liés à l'audit interdits indiqués dans l'appendice A.
- Le comité d'audit doit attester son approbation préalable des services qui seront fournis par les auditeurs indépendants de la façon suivante :

- a) lorsque le président du comité d'audit approuve au préalable des services aux termes du pouvoir qui lui est délégué, il atteste son approbation préalable en signant et en datant le formulaire de demande d'approbation préalable reproduit à l'appendice B. Si le président ne peut remplir le formulaire et le transmettre à la Société avant que les auditeurs indépendants ne soient mandatés, il peut donner son approbation verbalement ou par courriel, puis transmettre le formulaire rempli dès que possible;
 - b) dans tous les autres cas, une résolution du comité d'audit est requise.
- Tous les services d'audit et les services non liés à l'audit qui seront fournis par les auditeurs indépendants doivent faire l'objet d'une lettre de mission :
 - a) signée par les auditeurs;
 - b) précisant les services à fournir;
 - c) précisant la période au cours de laquelle les services seront fournis;
 - d) précisant le total des honoraires estimés qui seront versés, qui ne doivent pas excéder l'estimation du total des honoraires approuvés par le comité d'audit aux termes des présentes procédures, avant l'application de la marge de dépassement des honoraires de 10 %;
 - e) incluant la confirmation des auditeurs selon laquelle les services ne font pas partie d'une catégorie de services dont la fourniture compromettrait l'indépendance des auditeurs aux termes de la législation applicable et des normes comptables généralement reconnues du Canada et des États-Unis.
 - L'approbation préalable par le comité d'audit permet un dépassement d'au plus 10 % des honoraires estimés se rapportant à un mandat particulier indiqués dans la lettre de mission connexe. L'autorisation de dépassement des honoraires permet d'assurer, de façon provisoire uniquement, la fourniture continue des services dans l'attente d'une révision de l'estimation des honoraires et, au besoin, de l'approbation du dépassement par le comité d'audit. Si l'on prévoit que le dépassement des honoraires excédera le seuil de 10 %, on doit aviser le comité d'audit ou son représentant dès que l'on relève une telle possibilité de dépassement et obtenir une approbation préalable supplémentaire pour que le mandat des auditeurs se poursuive.

V. RESPONSABILITÉS DES AUDITEURS EXTERNES

Afin d'étayer le processus d'indépendance, les auditeurs indépendants :

- a) confirment dans chaque lettre de mission que l'exécution du travail ne compromet pas leur indépendance;
- b) apportent la preuve au comité d'audit que des politiques et procédures internes complètes sont mises en place afin d'assurer le respect, dans le monde entier, des exigences d'indépendance, y compris des procédures rigoureuses de surveillance et de communication;
- c) fournissent au moins trimestriellement des communications et des confirmations au comité d'audit relativement à l'indépendance;
- d) demeurent inscrits auprès du Conseil canadien sur la reddition de comptes et du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis;
- e) renvoient leur plan de rotation des associés et font rapport au comité d'audit annuellement.

De plus, les auditeurs externes :

- f) fournissent régulièrement des rapports d'honoraires détaillés indiquant le solde du compte « travaux en cours »;
- g) surveillent les honoraires et avisent le comité d'audit dès qu'une possibilité de dépassement des honoraires est relevée.

VI. INFORMATION

Suncor communique annuellement, conformément aux exigences de la législation applicable, ses politiques et procédures d'approbation préalable et fournit les renseignements requis concernant les montants des honoraires d'audit, des honoraires pour services liés à l'audit, des honoraires pour services fiscaux et des autres honoraires versés à ses auditeurs externes dans les documents qu'elle dépose auprès de la Securities and Exchange Commission.

En sa version approuvée et acceptée le 28 avril 2004.

APPENDICE A

Services non liés à l'audit interdits

Un auditeur externe n'est pas indépendant si, à tout moment au cours de la période durant laquelle il exécute l'audit et où ses services sont retenus, il fournit les services non liés à l'audit qui suivent à un client audité.

Tenue de livres ou autres services liés aux registres comptables ou aux états financiers du client audité. Tous services, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures d'audit au cours d'un audit des états financiers de Suncor, notamment les services suivants :

- tenue ou préparation des registres comptables du client audité;
- préparation des états financiers de Suncor qui sont déposés auprès de la SEC ou de données servant à l'élaboration de tels états financiers de Suncor;
- préparation ou génération des données servant à la préparation des états financiers de Suncor.

Conception et mise en œuvre de systèmes d'information financière. Tous services, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures d'audit au cours d'un audit des états financiers de Suncor, notamment les services suivants :

- exploitation directe ou indirecte du système d'information de Suncor ou supervision de son exploitation ou gestion du réseau local de Suncor;
- conception ou mise en œuvre du système matériel ou logiciel qui réunit les données sources sous-jacentes aux états financiers ou qui génère des renseignements importants pour les états financiers de Suncor ou les autres systèmes d'information financière pris dans leur ensemble.

Services d'évaluation, avis quant au caractère équitable ou rapports de contribution en nature. Les services d'évaluation ou tout autre service relatif à un avis quant au caractère équitable ou à un rapport de contribution en nature à l'intention de Suncor, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures d'audit au cours d'un audit des états financiers de Suncor.

Services d'actuariat. Tous services-conseils en lien avec l'actuariat comportant la détermination de montants inscrits dans les états financiers et les comptes connexes de Suncor, à l'exception de l'aide apportée à Suncor dans la compréhension des méthodes, modèles, hypothèses et intrants utilisés dans le calcul d'un montant, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures d'audit au cours d'un audit des états financiers de Suncor.

Services d'impartition de l'audit interne. Les services d'audit interne qui ont été impartis par Suncor et qui se rapportent aux contrôles comptables internes, aux systèmes financiers ou aux états financiers de Suncor, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures d'audit au cours d'un audit des états financiers de Suncor.

Fonctions de gestion. Le fait d'agir, de façon temporaire ou permanente, à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé de Suncor ou d'exécuter toute fonction pour Suncor liée à la prise de décisions, à la supervision ou à la surveillance continue.

Ressources humaines. N'importe lequel des services suivants :

- recherche de candidats éventuels pour occuper un poste de gestionnaire, de dirigeant ou d'administrateur;
- participation à des tests psychologiques ou d'autres programmes d'évaluation ou tests de nature officielle;
- vérification des références de candidats éventuels à un poste de dirigeant ou d'administrateur;
- exécution de fonctions de négociateur pour le compte de Suncor, telles que déterminer le poste, le statut ou la désignation, la rémunération, les avantages sociaux ou les autres conditions d'emploi;
- formulation de recommandations ou de conseils à Suncor concernant l'embauche d'un candidat particulier pour un travail particulier (en revanche, un cabinet d'experts-comptables peut, à la demande de Suncor, rencontrer en entrevue des candidats et conseiller Suncor quant à leurs compétences pour occuper des postes liés à la comptabilité générale, à l'administration ou au contrôle).

Services de courtier, de conseiller en placements ou de maison de courtage. Le fait d'agir en qualité de courtier (inscrit ou non inscrit), de promoteur ou de preneur ferme, pour le compte de Suncor, de prendre des décisions de placement pour le compte de Suncor ou de disposer de tout autre pouvoir discrétionnaire sur les placements de Suncor, de réaliser une opération d'achat ou de vente d'un placement de Suncor ou de garder les actifs de Suncor, comme de détenir temporairement les titres achetés par Suncor.

Services juridiques. La prestation de services à Suncor qui, dans les circonstances où ils sont fournis, pourraient être offerts uniquement par une personne autorisée ou par ailleurs habile à exercer le droit dans le territoire où les services sont interdits.

Services d'experts non liés à l'audit. La remise d'un avis ou la prestation d'un autre service d'expert à Suncor ou à un représentant juridique de Suncor, afin de défendre les intérêts de Suncor dans le cadre d'un litige ou d'une procédure ou enquête réglementaire ou administrative. Dans de telles situations, l'indépendance d'un expert-comptable de Suncor ne sera pas réputée être compromise s'il rend compte, notamment par témoignage, des travaux effectués ou explique les positions prises ou les conclusions formulées au cours de la prestation des services par le comptable.

Appendice B

Formulaire de demande d'approbation préalable

| NATURE DU TRAVAIL | ESTIMATION DES HONORAIRES (\$ CA) |
|-------------------|--------------------------------------|
| | |
| | |
| | |
| | |
| Total | |

Date

Signature

ANNEXE C

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

Destinataire : Le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc. (la « Société »)

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2011. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »), établi 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 notre 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 des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un 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 portions respectives de ces produits des activités ordinaires que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

| Évaluateur de réserves qualifié indépendant | Description et date d'établissement du rapport d'évaluation | Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère) | Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars) | | | |
|--|--|---|--|------------|--------|---------------|
| | | | Vérification | Évaluation | Examen | Total |
| GLJ Petroleum Consultants | Sables pétrolifères In situ 12 janvier 2012 | Canada | — | 17 247 | — | 17 247 |
| GLJ Petroleum Consultants | Sables pétrolifères Exploitation minière 12 janvier 2012 | Canada | — | 31 757 | — | 31 757 |
| | | | | | | 49 004 |

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion sur les données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour les rapports que nous avons rédigés dont il est fait mention au point 4 ci-dessus pour tenir compte des faits et des 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 peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Calgary (Alberta) Canada, le 1^{er} mars 2012

« Caralyn P. Bennett »

Caralyn P. Bennett, ing.
Vice-présidente

ANNEXE D

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

Destinataire : Le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc. (la « Société »)

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2011. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation et notre examen conformément aux normes exposées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »), établi 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 notre évaluation ou notre examen soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation ou examen 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 des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation et de notre examen pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, et indique les portions respectives de ces produits des activités ordinaires que nous avons évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

| Évaluateur de réserves qualifié indépendant | Description et date d'établissement du rapport d'évaluation | Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère) | Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars) | | | |
|--|--|---|--|---------------|--------|---------------|
| | | | Vérification | Évaluation | Examen | Total |
| Sprole Associates Limited | Côte Est du Canada 16 février 2012 | Au large de Terre-Neuve, Canada | — | 7 904 | — | 7 904 |
| Sprole Associates Limited | Activités terrestres en Amérique du Nord 16 février 2012 | Ouest canadien | — | 2 126 | — | 2 126 |
| Sprole International Limited | Mer du Nord 16 février 2012 | Mer du Nord, Royaume-Uni | — | 9 026 | — | 9 026 |
| Sprole International Limited | Autres – International 16 février 2012 | Libye, Syrie | — | 6 195 | — | 6 195 |
| | | | — | 25 251 | — | 25 251 |

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion sur les données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour les rapports que nous avons rédigés dont il est fait mention au point 4 ci-dessus pour tenir compte des faits et des 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 peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

Sproule Associates Limited et Sproule International Limited, Calgary (Alberta) Canada, le 1^{er} mars 2012

« *Harry J. Helwerda* »

Harry J. Helwerda, ing., FEC
Vice-président directeur et administrateur

ANNEXE E

ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

La direction de Suncor Énergie Inc. (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 des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la Société. Leurs rapports seront déposés auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité d'audit du conseil d'administration de la Société :

- a) a examiné les procédures suivies par la Société pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le comité d'audit du conseil d'administration a examiné les procédures 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 d'audit, a approuvé :

- a) le contenu de l'annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'annexe 51-101A2, qui est le rapport des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants 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 peuvent être importants.

« *Richard L. George* »
RICHARD L. GEORGE
Chef de la direction

« *Bart W. Demosky* »
BART W. DEMOSKY
Chef des finances

« *John T. Ferguson* »
JOHN T. FERGUSON
Président du conseil d'administration

« *Michael W. O'Brien* »
MICHAEL W. O'BRIEN
Président du comité d'audit

Le 1^{er} mars 2012



Box 2844, 150 — 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
téléphone : 403-296-6000 télécopieur : 403-296-3030 info@suncor.com www.suncor.com