

NOTICE ANNUELLE DATÉE DU 3 MARS 2011



## NOTICE ANNUELLE DATÉE DU 3 MARS 2011

### TABLE DES MATIÈRES

|   |   |
|---|---|
| <p><b>TABLE DES MATIÈRES</b> ..... i</p> <p><b>GLOSSAIRE</b> ..... 1</p> <p><b>TABLE DE CONVERSION</b> ..... 4</p> <p><b>PRÉSENTATION DE L'INFORMATION</b> ..... 4</p> <p><b>ÉNONCÉS PROSPECTIFS</b> ..... 5</p> <p><b>QUESTIONS DE NATURE COMPTABLE</b> ..... 7</p> <p><b>STRUCTURE DE L'ENTREPRISE</b> ..... 7</p> <p>Dénomination et constitution ..... 7</p> <p>Liens intersociétés ..... 8</p> <p><b>DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE</b> ..... 10</p> <p>Survol ..... 10</p> <p>Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices, présenté par secteur ..... 11</p> <p>Sables pétrolifères ..... 11</p> <p>Gaz naturel ..... 14</p> <p>International et extracôtier ..... 14</p> <p>Raffinage et commercialisation ..... 17</p> <p>Autres entreprises de Suncor ..... 18</p> <p>Information prospective ..... 19</p> <p><b>DESCRIPTION NARRATIVE DES ENTREPRISES DE SUNCOR</b> ..... 20</p> <p>Sables pétrolifères ..... 20</p> <p style="padding-left: 20px;">Activités ..... 20</p> <p style="padding-left: 20px;">Transport ..... 21</p> <p style="padding-left: 20px;">Produits principaux ..... 22</p> <p style="padding-left: 20px;">Ventes de pétrole brut synthétique, de bitume et de diesel ..... 22</p> <p style="padding-left: 20px;">Concurrence ..... 23</p> <p style="padding-left: 20px;">Impacts saisonniers ..... 23</p> <p style="padding-left: 20px;">Conformité aux normes environnementales ..... 23</p> <p>Gaz naturel ..... 24</p> <p style="padding-left: 20px;">Commercialisation, pipelines et autres exploitations ..... 24</p> <p style="padding-left: 20px;">Produits principaux ..... 25</p> <p style="padding-left: 20px;">Concurrence ..... 26</p> <p style="padding-left: 20px;">Impacts saisonniers ..... 26</p> <p style="padding-left: 20px;">Conformité aux normes environnementales ..... 26</p> <p>International et extracôtier ..... 26</p> <p style="padding-left: 20px;">Exploration et production ..... 27</p> <p style="padding-left: 20px;">Produits principaux ..... 30</p> <p style="padding-left: 20px;">Ventes de pétrole brut classique et de gaz naturel ..... 30</p> <p style="padding-left: 20px;">Concurrence ..... 30</p> <p style="padding-left: 20px;">Impacts saisonniers ..... 30</p> <p style="padding-left: 20px;">Conformité aux normes environnementales ..... 31</p> | <p>Raffinage et commercialisation ..... 31</p> <p style="padding-left: 20px;">Activités de raffinage et d'approvisionnement de produits ..... 31</p> <p style="padding-left: 20px;">Transport et distribution ..... 33</p> <p style="padding-left: 20px;">Commercialisation ..... 33</p> <p style="padding-left: 20px;">Produits principaux ..... 34</p> <p style="padding-left: 20px;">Concurrence ..... 35</p> <p style="padding-left: 20px;">Conformité aux normes environnementales ..... 35</p> <p>Autres entreprises de Suncor ..... 35</p> <p>Politiques importantes ..... 36</p> <p><b>RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ</b> ..... 37</p> <p><b>SITUATION DANS L'INDUSTRIE</b> ..... 69</p> <p>Établissement des prix et commercialisation – Pétrole et gaz naturel ..... 69</p> <p>Capacité pipelinère ..... 70</p> <p>Redevances et mesures incitatives ..... 70</p> <p style="padding-left: 20px;">Canada – Contexte ..... 70</p> <p style="padding-left: 20px;">Alberta ..... 70</p> <p style="padding-left: 20px;">Côte Est du Canada ..... 72</p> <p style="padding-left: 20px;">Contrats de partage de la production ..... 73</p> <p>Régime foncier ..... 73</p> <p>Réglementation environnementale ..... 74</p> <p>Réglementation relative aux changements climatiques ..... 74</p> <p><b>FACTEURS DE RISQUE</b> ..... 77</p> <p><b>DIVIDENDES</b> ..... 89</p> <p><b>DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL</b> ..... 89</p> <p>Description générale de la structure du capital ..... 89</p> <p>Contraintes ..... 90</p> <p>Notes ..... 90</p> <p><b>MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES</b> ..... 92</p> <p>Cours extrêmes des actions ordinaires et volume des opérations sur celles-ci ..... 92</p> <p style="padding-left: 20px;">Bourse de Toronto ..... 92</p> <p style="padding-left: 20px;">New York Stock Exchange ..... 92</p> <p>Options d'achat d'actions ordinaires ..... 92</p> <p><b>ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION</b> ..... 93</p> <p>Administrateurs ..... 93</p> <p>Membres de la haute direction ..... 96</p> <p>Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions ..... 96</p> <p>Conflits d'intérêts ..... 97</p> <p><b>EMPLOYÉS DE SUNCOR</b> ..... 98</p> |
|---|---|

|  |     |
|--|-----|
| RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT .....   | 98  |
| POURSUITES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION .....  | 101 |
| MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES .....   | 101 |
| AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....   | 101 |
| CONTRATS IMPORTANTS .....  | 101 |
| INTÉRÊTS DES EXPERTS .....   | 101 |
| INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT AUX EXIGENCES DE LA NEW YORK STOCK EXCHANGE .....   | 102 |
| RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....  | 102 |
| ANNEXE A - MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT .....  | A-1 |
| ANNEXE B - SUNCOR ÉNERGIE INC. POLITIQUE ET PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE DES SERVICES D'AUDIT ET DES SERVICES NON LIÉS À L'AUDIT .....               | B-1 |
| ANNEXE C - ANNEXE 51-101A2 <i>RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT</i> ..... | C-1 |
| ANNEXE D - ANNEXE 51-101A2 <i>RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT</i> ..... | D-1 |
| ANNEXE E - ANNEXE 51-101A3 <i>RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ</i> .....           | E-1 |

## GLOSSAIRE

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. Les renvois à « l'ancienne Suncor » et à « l'ancienne Petro-Canada » renvoient à l'entité pertinente avant le 1<sup>er</sup> août 2009, date de prise d'effet de la fusion entre l'ancienne Suncor et l'ancienne Petro-Canada.

### **b/j**

Barils par jour.

### **Baril d'équivalent pétrole (« bep »)**

Suncor convertit certains volumes de gaz naturel en barils d'équivalent pétrole (« bep »), en milliers de barils d'équivalent pétrole (« kbep »), en kbep par jour (« kbep/j ») ou en millions de barils d'équivalent pétrole (« Mbep ») selon un ratio de un baril (« b ») pour 6 000 pieds cubes. La production quotidienne est présentée sous forme de barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j »). Les notions de bep, de kbep et de Mbep peuvent être trompeuses, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour 6 000 pieds cubes de gaz naturel repose sur une méthode de conversion de l'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits.

### **Bitume/pétrole brut lourd**

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

### **Capacité**

Potentiel de production annuelle moyenne maximale d'une installation dans des conditions d'exploitation parfaites, conformément aux spécifications de conception actuelles.

### **Champ**

Un secteur géographique défini qui est constitué de un ou plusieurs gisements d'hydrocarbures.

### **Charge d'alimentation**

Dans le domaine des sables pétrolifères, l'expression « charge d'alimentation » désigne généralement le bitume brut nécessaire pour la production de pétrole brut synthétique. Dans le secteur d'aval, elle désigne le pétrole brut et/ou d'autres composants nécessaires pour la production de produits raffinés.

### **Contrats de partage de la production (« CPP »)**

Un type courant de contrat conclu entre un gouvernement et une société d'extraction de ressources qui vise à fixer la quantité de ressources extraites du pays que chaque partie recevra et à établir quelles parties sont responsables du développement et de l'exploitation des ressources. La Société exerce ses activités en Syrie aux termes de CPP.

Un contrat d'exploration et de partage de la production (un « CEPP ») est un type de CPP qui établit également quelles parties sont responsables des activités d'exploration. La Société exerce ses activités en Lybie aux termes de CEPP.

## Contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »)

Voir « contrats de partage de la production ».

## Drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »)

Une technologie de récupération assistée des hydrocarbures permettant de produire du pétrole brut lourd et du bitume. Il s'agit d'un procédé perfectionné de simulation à la vapeur dans le cadre duquel deux puits horizontaux sont forés dans le réservoir de pétrole, l'un étant situé 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.

## Frais de découverte

Les frais de découverte comprennent le coût des terrains non développés, des activités géologiques et géophysiques et des forages d'exploration et l'investissement dans ces terrains, activités et forages, ainsi que les frais d'administration directs nécessaires à la découverte de réserves de pétrole brut et de gaz naturel.

## Frais de développement

Les frais de développement comprennent tous les frais nécessaires pour faire passer les réserves des autres catégories telles que des réserves « prouvées non développées » et « probables » à la catégorie des réserves « prouvées développées ».

## Gaz naturel

Hydrocarbures qui sont à l'état gazeux dans des conditions atmosphériques de température et de pression.

## 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.

## GBP

La livre sterling, communément appelée livre (£), monnaie officielle du Royaume-Uni.

## Gpi<sup>3</sup>

Milliards de pieds cubes.

## In situ

Les méthodes « in situ » ou « en place » consistent à extraire du pétrole brut lourd de gisements profonds de sables pétrolifères par forage en perturbant le moins possible la couverture végétale.

## kb/j

Milliers de barils par jour.

## kpi<sup>3</sup>

Milliers de pieds cubes.

## kpi<sup>3</sup>e ou Mpi<sup>3</sup>e

Suncor convertit certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel en milliers de pieds cubes d'équivalent de gaz naturel (« kpi<sup>3</sup>e ») et en millions de pieds cubes d'équivalent de gaz naturel (« Mpi<sup>3</sup>e ») selon un ratio de un

baril pour 6 000 pieds cubes. La production quotidienne est présentée sous forme de millions de pieds cubes d'équivalent pétrole par jour (« Mpi<sup>3</sup>e/j »). Les notions de kpi<sup>3</sup>e et de Mpi<sup>3</sup>e peuvent être trompeuses, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour 6 000 pieds cubes de gaz naturel repose sur une méthode de conversion de l'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits.

### **Liquides de gaz naturel (« LGN »)**

Éléments d'hydrocarbures sous forme liquide qui peuvent être récupérés du gaz naturel, y compris l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes, le condensat et de petites quantités de non-hydrocarbures.

### **Mazout lourd**

Résidu du raffinage du pétrole brut classique après que les produits plus légers, comme les essences, les produits pétrochimiques et le mazout de chauffage, en ont été extraits. Ce produit se vend généralement à un prix inférieur à celui du pétrole brut.

### **Mb**

Millions de barils.

### **Mbtu**

Millions de british thermal units.

### **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.

### **Mpi<sup>3</sup>/j**

Millions de pieds cubes par jour.

### **Pétrole brut**

Hydrocarbures liquides non raffinés, sauf les liquides de gaz naturel.

### **Pétrole brut classique**

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

### **Pétrole brut synthétique (« PBS »)**

Mélange d'hydrocarbures issu de la valorisation (craquage thermique et purification) de bitume brut provenant de sables pétrolifères; il peut contenir du soufre et d'autres composés ne contenant pas d'hydrocarbures et présente une grande similitude avec le pétrole brut. Le pétrole brut synthétique ayant un faible contenu en soufre est appelé « peu sulfureux »; celui qui contient une plus grande quantité de soufre est appelé « sulfureux ».

### **Puits**

#### ***Puits d'appréciation***

Un puits foré dans le but de mesurer le potentiel commercial (c.-à-d. la taille et la qualité) d'un gîte d'hydrocarbures. Avant qu'il ne soit développé, un gîte nécessitera probablement que plusieurs puits d'appréciation soient forés.

### **Puits de développement**

Puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou tout près du bord d'un réservoir, à la profondeur d'un horizon stratigraphique que l'on sait productif.

### **Puits foré**

Puits foré et ayant un statut défini : puits de gaz, puits fermé, puits productif de pétrole, puits productif de gaz, puits suspendu ou puits sec et abandonné.

### **Puits d'exploration**

Puits foré dans un territoire dépourvu de réserves prouvées dans le but de découvrir des réservoirs ou des gisements de pétrole brut et/ou de gaz naturel commerciaux.

### **Réservoir**

Formation rocheuse souterraine poreuse et perméable qui renferme un gisement distinct de pétrole emprisonné par des barrières de roche ou d'eau imperméables et qui est caractérisée par un système de pression unique.

### **Sables pétrolifères**

Les sables pétrolifères sont un mélange d'origine naturelle d'eau, de sable, d'argile et de bitume, qui est un type de pétrole brut très lourd.

### **Utilisation**

Utilisation moyenne de la capacité compte tenu des arrêts et des travaux de maintenance prévus et non prévus aux installations.

### **West Texas Intermediate (« WTI »)**

Un type de pétrole brut utilisé comme point de référence aux fins de la fixation du prix du pétrole, le WTI est le produit de base sous-jacent aux contrats à terme négociés à la New York Mercantile Exchange (la « NYMEX »).

## **TABLE DE CONVERSION<sup>(1)(2)</sup>**

|  |                                |
|--|--------------------------------|
| 1 mètre cube m <sup>3</sup> = 6,29 barils                      | 1 tonne = 0,984 tonne (forte)  |
| 1 mètre cube m <sup>3</sup> (gaz naturel) = 35,49 pieds cubes  | 1 tonne = 1,102 tonne (courte) |
| 1 mètre cube m <sup>3</sup> (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.

## **PRÉSENTATION DE L'INFORMATION**

Sauf indication contraire, toutes les sommes d'argent figurant dans la présente notice annuelle sont en dollars canadiens (\$ CA).

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés contenus dans la présente notice annuelle constituent des « énoncés prospectifs » au sens de la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis et « de l'information prospective » au sens de la législation sur les valeurs mobilières canadienne applicable (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, projections, croyances et hypothèses actuelles de la Société, qui sont elles-mêmes fondées sur les renseignements disponibles au moment où l'énoncé a été fait et que la Société elle-même a formulés à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses à l'égard de l'exactitude des estimations relatives aux réserves et aux ressources; le prix des produits de base et les taux d'intérêt et de change; la rentabilité des capitaux et les économies; les taux de redevance et les lois fiscales applicables; les taux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations prévues au budget pour la mise en œuvre des activités prévues; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception, en temps opportun, des approbations des organismes de réglementation et de tiers.

Certains des énoncés prospectifs peuvent être identifiés par des termes tels que « prévoit », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « peut », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « axer », « vision », « but », « proposé », « cible », « objectif », « continue » et des expressions analogues. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle se rapportent à ce qui suit :

- les stratégies et objectifs de l'entreprise;
- les décisions d'investissement futures;
- les dépenses en immobilisations futures et les frais d'exploration et autres frais futurs;
- les flux de trésorerie futurs;
- les achats et les ventes de ressources futurs;
- les activités de construction et de réparation prévues;
- les révisions dans les usines de valorisation, les raffineries et les autres installations;
- les marges de raffinage prévues;
- les niveaux de production de pétrole et de gaz naturel futurs, y compris la durée de vie prévue des champs, et les sources de croissance de ceux-ci;
- les échéanciers et les résultats des projets de développement et d'agrandissement d'installations;
- les résultats et les activités d'exploration futurs et les dates d'ici lesquelles certains secteurs pourraient être développés ou mis en production;
- les débits des établissements de vente au détail prévus;
- les coûts préalables à la production et les coûts d'exploration;
- les estimations des réserves et des ressources;
- les redevances et les impôts à payer futurs;
- les économies de coûts et les autres synergies prévues, réalisées par suite de la fusion avec Petro-Canada;
- les estimations de la production sur la durée de vie des champs;
- la capacité d'exporter du gaz naturel;
- les activités de financement et les activités se rapportant au capital futures;
- les passifs éventuels;
- l'incidence et le coût de la conformité aux règlements environnementaux existants et potentiels;
- les approbations des organismes de réglementation futures;
- les taux de rendement prévus.



En outre, tous les autres énoncés qui se rapportent aux attentes ou aux projections concernant l'avenir, notamment les énoncés à l'égard de notre stratégie en matière de croissance, des prix des produits de base, des coûts, des échéanciers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et résultats financiers et de l'incidence prévue des engagements futurs, sont des énoncés prospectifs.

Les énoncés respectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et ils comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont analogues à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et dont certains sont propres à Suncor. Nos résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux exprimés ou sous-entendus dans nos énoncés prospectifs, et il est conseillé aux lecteurs de ne pas s'y fier indûment.

Les risques, incertitudes et autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur les résultats réels sont, entre autres, les suivants : 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; notre capacité de découvrir et de développer de façon soutenue et concurrentielle des réserves pouvant être exploitées de façon rentable; la réussite des stratégies de couverture; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie approprié; les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations visant à remplacer les réserves ou à accroître la capacité de traitement dans un contexte de volatilité des prix et du crédit; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change; la volatilité du prix du gaz naturel et du prix des liquides; la capacité de Suncor de s'adapter à l'évolution des marchés et d'obtenir en temps opportun l'approbation des organismes de réglementation; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation pour exercer des activités d'exploration et de développement dans les zones d'exploitation de Suncor (ces risques pourraient entraîner des coûts accrus et/ou des retards ou l'abandon de projets); l'exécution efficace des révisions planifiées; 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; l'intégrité et la fiabilité des immobilisations de Suncor; l'effet cumulatif du développement d'autres ressources; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production futures de Suncor et son succès au chapitre des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les associations d'employés et les partenaires en coentreprises; les mesures relatives à la concurrence prises par les autres sociétés, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent d'autres sources d'énergie; les pénuries de main-d'œuvre et de matériaux; les incertitudes découlant des retards ou des changements de plans relativement aux projets ou aux dépenses en immobilisations; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris l'imposition de taxes ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines (comme nos négociations avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthodologie d'évaluation du bitume et l'examen par le gouvernement du Canada de la réglementation proposée à l'égard des émissions de gaz à effet de serre); la capacité et la volonté des parties avec qui nous avons des liens importants de s'acquitter de leurs obligations envers nous (notamment en ce qui a trait aux dessaisissements prévus); les risques et incertitudes liés à la capacité à remplir les conditions de clôture des ventes d'actifs de Suncor prévues, au moment où la clôture de ces ventes aura lieu et à la contrepartie à recevoir pour celles-ci, y compris la capacité des cocontractants de remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute approbation requise des organismes de réglementation ou de tiers, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; la survenance d'événements imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, bris d'équipement et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs ont une incidence directe ou indirecte sur Suncor; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues; les risques liés à l'intégration de Suncor et de Petro-Canada après la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et d'autres risques et incertitudes précis sont examinés plus en détail à la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans d'autres rubriques de la présente notice annuelle et dans notre rapport de gestion. Le lecteur est de plus prié de se reporter aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à Suncor au 150 – 6<sup>th</sup> Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3E3, par téléphone au 1-800-558-9071 ou par courriel au [info@suncor.com](mailto:info@suncor.com), ou encore en consultant le site Web de SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou d'EDGAR au [www.sec.gov](http://www.sec.gov). L'information figurant sur notre site Web ou à laquelle on peut accéder par l'entremise de celui-ci ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'y est pas intégrée par renvoi.

## QUESTIONS DE NATURE COMPTABLE

Les renvois à nos « états financiers consolidés 2010 » renvoient aux états financiers consolidés audités de Suncor préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR »), aux notes et aux rapports des auditeurs y afférents, au 31 décembre 2010 et pour la période de trois ans terminée à cette date. L'expression « rapport de gestion » désigne le rapport de gestion, en date du 24 février 2011, de Suncor qui accompagne les états financiers consolidés 2010.

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a achevé sa fusion avec Petro-Canada. Par conséquent, les résultats de 2009 reflètent les résultats postérieurs à la fusion de Suncor à compter du 1<sup>er</sup> août 2009, ainsi que les résultats de l'ancienne Suncor seulement du 1<sup>er</sup> janvier 2009 jusqu'au 31 juillet 2009. Les chiffres qui comparent les résultats à ceux de 2008 ne tiennent compte que des résultats de l'ancienne Suncor. Les renseignements supplémentaires concernant Suncor et l'ancienne Petro-Canada qui ont été déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC »), y compris les rapports trimestriels et annuels, sont disponibles en ligne à l'adresse [www.sedar.gov](http://www.sedar.gov) ou sur notre site Web à l'adresse [www.suncor.com](http://www.suncor.com).

Certains montants ayant trait aux exercices antérieurs ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice courant.

Le Conseil des normes comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés a confirmé en février 2008 que les entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public doivent adopter les Normes internationales d'information financière (les « NIIF ») telles qu'elles sont émises par le Conseil des normes comptables internationales avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011. Pour obtenir de plus amples renseignements à l'égard de l'adoption des NIIF par la Société, voir la rubrique « Modifications de conventions comptables » de notre rapport de gestion.

## 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<sup>er</sup> janvier 1989, nous avons fusionné 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 nos 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<sup>er</sup> août 2009, l'ancienne Suncor et l'ancienne Petro-Canada ont fusionné 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 Suncor pour chaque action ordinaire de Petro-Canada qu'ils détenaient.

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

## Liens intersociétés

Les filiales importantes, qui appartiennent chacune à 100 %, directement ou indirectement, à la Société au 31 décembre 2010, sont les suivantes :

| Nom   | Territoire          | Fonction   |
|---|---------------------|--|
| Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership | Canada              | Société de personnes à l'égard de laquelle Suncor Énergie Inc. et certaines de ses filiales en propriété exclusive sont associées. Elle détient certains actifs liés aux sables pétrolifères.  |
| Produits Suncor Énergie Inc. <sup>(1)</sup> | Canada              | Société de l'Ontario détenue en propriété exclusive par Suncor Énergie Inc., par le biais de laquelle certaines des activités canadiennes de raffinage et de commercialisation de Suncor sont menées.  |
| Suncor Énergie Marketing Inc.               | Canada              | Filiale de Produits Suncor Énergie Inc., par l'entremise de laquelle les produits fabriqués par nos entreprises nord-américaines sont commercialisés. Par le truchement de cette filiale, nous administrons également des activités de commerce d'énergie de Suncor, commercialisons certains produits de tiers et assurons la charge d'alimentation de pétrole brut et de gaz naturel pour nos entreprises en aval. |
| 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 aux États-Unis sont menées.   |
| Suncor Energy Oil & Gas Partnership         | Canada              | Société de personnes à l'égard de laquelle Suncor Énergie Inc. et une de ses filiales en propriété exclusive sont associées, et par l'entremise de laquelle certaines de nos activités pétrolières et gazières canadiennes en amont sont menées et par le biais de laquelle notre participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude est détenue.   |
| 3908968 Canada Inc.                         | Canada              | Filiale de Suncor Énergie Inc. qui détient certaines de nos participations internationales.  |
| Petro-Canada Cooperative Holding UA         | Pays-Bas            | Filiale de 3908968 Canada Inc. qui détient certaines de nos participations internationales.  |
| Petro-Canada (International) Holdings BV    | Pays-Bas            | Filiale de Petro-Canada Cooperative Holding UA qui détient certaines de nos participations internationales.  |
| Petro-Canada Germany GmbH                   | Allemagne           | Filiale de Petro-Canada (International) Holdings BV qui détient la plus grande partie de nos participations en Libye.  |
| Petro-Canada Oil (North Africa) GmbH        | Allemagne           | Filiale de Petro-Canada Germany GmbH, par l'entremise de laquelle sont menées la plupart de nos activités en Libye.  |
| Petro-Canada U.K. Holdings Ltd.             | Royaume-Uni (R.-U.) | Filiale de 3908968 Canada Inc. qui détient certaines de nos participations au R.-U.  |
| Petro-Canada U.K. Ltd.                      | R.-U.               | Filiale de Petro-Canada U.K. Holdings Ltd., par l'entremise de laquelle certaines de nos activités sont menées au R.-U.  |

- (1) Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011, Produits Suncor Énergie Inc. a transféré la quasi-totalité de son actif et de son passif en lien avec les activités canadiennes de raffinage et de commercialisation de Suncor à Suncor Energy Products Partnership. Produits Suncor Énergie Inc. est un commanditaire de Suncor Energy Products Partnership.

Individuellement, les autres filiales de la Société ont représenté (i) moins de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2010 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 2010. 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 aussi 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 ainsi qu'en l'utilisation d'instruments dérivés.

Nos secteurs d'exploitation se composent des secteurs Sables pétrolifères, Gaz naturel, International et extracôtier et Raffinage et commercialisation. Aux fins de la présentation de l'information financière, nous incluons les données financières ayant trait aux activités qui ne sont pas directement attribuables à un secteur d'exploitation sous le poste à la rubrique « siège social, commerce d'énergie et éliminations », ce qui inclut les données financières relatives à nos activités de commerce d'énergie et nos investissements dans des occasions liées à l'énergie renouvelable.

Le tableau ci-après énumère divers investissements de Suncor au 31 décembre 2010 :

---

|  |  |
|--|--|
| <p><b>Sables pétrolifères</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Exploitation minière<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Millennium et Steepbank</i></li><li>• <i>Syncrude (participation de 12 %)</i></li><li>• <i>Fort Hills (participation de 60 %)<sup>(1)</sup></i></li><li>• <i>Autres projets d'exploitation minière</i></li></ul></li><li>• In situ<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Firebag</i></li><li>• <i>MacKay River</i></li><li>• <i>Autres projets in situ</i></li></ul></li><li>• Installations de valorisation</li></ul> <p><b>Gaz naturel</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Ouest canadien<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Shale (nord-est de la Colombie-Britannique (C.-B.))</i></li><li>• <i>Shallow (sud-est de l'Alberta)</i></li><li>• <i>Foothills (ouest de l'Alberta / nord-est de la C.-B.)</i></li><li>• <i>Plaines (ouest de l'Alberta)</i></li></ul></li><li>• Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) / Nunavut</li><li>• Alaska / îles de l'Arctique</li></ul> <p><b>Raffinage et commercialisation</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Raffineries<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Raffinerie d'Edmonton</i></li><li>• <i>Raffinerie de Montréal</i></li><li>• <i>Raffinerie de Sarnia</i></li><li>• <i>Raffinerie de Commerce City (Colorado)</i></li><li>• <i>Coentreprise avec ParChem Chemicals (participation de 51 %)</i></li></ul></li><li>• Ventes et commercialisation<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Activités de détail</i></li><li>• <i>Activités de gros</i></li></ul></li><li>• Usine de lubrifiants de Mississauga</li></ul> | <p><b>International et extracôtier</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Côte Est du Canada<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Terra Nova<sup>(2)</sup> (participation de 37,675 %)</i></li><li>• <i>Hibernia (participation de 20 %)</i></li><li>• <i>Extension Hibernia South<sup>(3)</sup> (participation de 19,5 %)</i></li><li>• <i>White Rose (participation de 27,5 %)</i></li><li>• <i>Extensions White Rose<sup>(4)</sup> (participation de 26,125 %)</i></li><li>• <i>Hebron (participation de 22,7 %)</i></li></ul></li><li>• Mer du Nord<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Buzzard (participation de 29,9 %)</i></li><li>• <i>Projet de développement du secteur Golden Eagle (participation de 26,7 %)</i></li><li>• <i>Autres aires d'exploration</i></li></ul></li><li>• CPP en Syrie</li><li>• CEPP en Libye</li></ul> <p><b>Siège social, commerce d'énergie et éliminations</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Activités de commerce d'énergie</li><li>• Usine d'éthanol de St. Clair</li><li>• Parcs éoliens<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Ripley (participation de 50 %)</i></li><li>• <i>Chin Chute (participation de 33,3 %)</i></li><li>• <i>Magrath (participation de 33,3 %)</i></li><li>• <i>SunBridge (participation de 50 %)</i></li><li>• <i>Wintering Hills (participation de 70 %)</i></li><li>• <i>Kent Breeze</i></li></ul></li></ul> |
|--|--|

---

- (1) Le 17 décembre 2010, Suncor a annoncé la formation d'un partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Si l'opération est réalisée, Total acquerra une partie de la participation de Suncor dans Fort Hills, après quoi la participation de Suncor dans ce projet sera de 40,8 %. Pour obtenir de plus amples renseignements concernant cette opération, voir « Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices, présenté par secteur ».
- (2) Au cours du quatrième trimestre de 2010, les copropriétaires du champ pétrolifère Terra Nova ont achevé la nouvelle détermination des participations directes qui devait être effectuée, aux termes de la convention d'exploitation et de développement de Terra Nova, après la récupération de l'investissement initial le 1<sup>er</sup> février 2005. La participation directe de Suncor est passée de 33,990 % à 37,675 %.
- (3) La participation directe de Suncor dans la convention relative à l'extension Hibernia South est passée à 19,5 % à la suite de l'acquisition, par Nalcor Energy Oil and Gas Inc. (« NALCOR »), d'une participation directe de 10 % à la signature de la convention afférente le 16 février 2010.
- (4) Les extensions White Rose sont les extensions White Rose North Amethyst, West White Rose et South White Rose. La participation directe de Suncor dans les extensions White Rose est passée à 26,125 % à la suite de l'acquisition, par NALCOR, d'une participation directe de 5 % à la signature des conventions liées au projet final en février 2009.

## Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices, présenté par secteur

Aux termes d'un plan d'arrangement d'origine législative réalisé avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor et Petro-Canada, ainsi que certaines de leurs filiales respectives, ont fusionné 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 (la « convention d'arrangement ») et du plan d'arrangement s'y rattachant, en sa version modifiée (le « plan d'arrangement »). Aux termes de la convention d'arrangement et du plan d'arrangement, chaque porteur d'actions ordinaires de l'ancienne Suncor a reçu une action ordinaire de Suncor et chaque porteur d'actions ordinaires de l'ancienne Petro-Canada a reçu 1,28 action ordinaire de Suncor pour chaque action ordinaire de Petro-Canada qu'il détenait. À la suite de la réalisation de l'arrangement, les actionnaires de l'ancienne Suncor et les actionnaires de l'ancienne Petro-Canada détenaient respectivement environ 60 % et environ 40 % des actions ordinaires en circulation de Suncor.

## Sables pétrolifères

Notre secteur Sables pétrolifères, situé près de Fort McMurray, en Alberta, produit du bitume récupéré des sables pétrolifères par exploitation minière et grâce à une technologie in situ et le valorise en le transformant en charges d'alimentation pour l'approvisionnement de raffineries, en diesel et en sous-produits. À l'occasion, notre approvisionnement en bitume provient de tiers fournisseurs. La Société a également une participation de 12 % dans la coentreprise de valorisation et d'exploitation des sables pétrolifères Syncrude, également située près de Fort McMurray, en Alberta.

Parmi les jalons et événements importants qui ont eu une incidence sur notre secteur Sables pétrolifères au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

### 2010

- Aperçu de la production – Au cours du quatrième trimestre, nos exploitations ont enregistré une production sans pareil de 325 900 b/j (compte non tenu de Syncrude) en raison du rendement accru des installations de valorisation et du fort approvisionnement en bitume provenant des actifs de sables pétrolifères de Suncor. Plus tôt en 2010, la production a subi le contrecoup de deux incendies. En décembre 2009, un incendie est survenu à notre usine de valorisation 2. 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 notre usine de valorisation 1. Des réparations ont été effectuées à cette usine de sorte que celle-ci a repris ses activités en avril 2010.
- Interruption d'une unité d'hydrogénation – Le secteur Sables pétrolifères a fait face à une interruption imprévue de l'une de ses unités d'hydrogénation à la fin du mois d'août 2010. L'unité a été réparée puis a repris son fonctionnement normal en octobre 2010. L'interruption a eu une incidence sur la composition des produits puisqu'elle a entraîné une augmentation du pourcentage de pétrole brut sulfureux de moindre valeur produit, mais elle n'a cependant pas eu d'incidence sur les volumes de production.
- Remise en état d'un bassin de résidus – Au cours de l'année, 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<sup>MC</sup> ») – Suncor a obtenu l’approbation des organismes de réglementation de l’Alberta pour passer du processus de gestion des résidus consolidés actuel, soit le procédé de consolidation de résidus, au procédé TRO<sup>MC</sup>, 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. Le taux de traitement du procédé TRO<sup>MC</sup> devrait être plus efficace que celui du procédé de consolidation des résidus. Nous estimons que la mise en œuvre du procédé TRO<sup>MC</sup> permettra à Suncor de satisfaire aux exigences de la nouvelle directive en matière de résidus promulguée par l’Energy Resources Conservation Board (l’« ERCB ») de l’Alberta en 2008. Suncor compte déboursier 670 M\$ en 2011 pour développer d’avantage le procédé TRO<sup>MC</sup>.
- Redevances – Au cours du quatrième trimestre de 2010, Suncor a reçu du gouvernement de l’Alberta un avis modifiant le calcul relatif à la méthodologie d’évaluation du bitume (la « MEB ») pour la période intermédiaire commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et se terminant le 31 décembre 2010. En conséquence de cette modification, Suncor a constaté un gain avant impôts de 140 M\$, qui a été porté en réduction de sa provision au titre des redevances. La Société continue de négocier les rajustements définitifs du calcul relatif à l’évaluation du bitume pour la période intermédiaire ainsi que pour la durée de la convention de modification des redevances de Suncor (la « CMR de Suncor »), qui vient à échéance le 31 décembre 2015. En outre, la récupération de l’investissement initial dans le projet MacKay River a été achevée en novembre 2010, ce qui s’est traduit par une hausse du pourcentage de redevances à payer.
- Révisions et maintenance – Le secteur Sables pétrolifères a réalisé les révisions prévues de l’usine de valorisation 1 et de l’usine de valorisation 2 en 2010 ainsi que des travaux d’entretien imprévus sur l’unité d’hydrogénation. Nous prévoyons que les travaux d’entretien réalisés amélioreront la fiabilité de ces usines.
- Mise en veilleuse – En 2010, les stades 3 et 4 de Firebag et le projet de construction de l’unité d’hydrotraitement de naphta Millennium (l’« UNM ») ont cessé d’être en veilleuse. 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.
- Exploitation de centrales électriques – En décembre 2010, Suncor a pris en charge l’exploitation de certains actifs de production d’électricité et de vapeur antérieurement exploités, pour notre compte, par TransAlta Corporation (« TransAlta »); par conséquent, environ 200 employés de TransAlta ont joint les rangs de Suncor.
- Réduction en boue sur le front d’avancement – Le secteur Sables pétrolifères a cessé d’utiliser certains actifs qui étaient utilisés dans le cadre d’un nouveau procédé d’extraction pour broyer et réduire en boue les sables pétrolifères sur le front d’avancement, ce qui a entraîné une baisse de valeur avant impôts de 189 M\$.

## 2009

- Fusion – Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada, entraînant l’acquisition d’une participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude (une exploitation d’extraction et de valorisation des sables pétrolifères), d’une participation de 100 % dans le projet de développement in situ du bitume de MacKay River, une participation et un intérêt d’exploitant de 60 % dans le projet d’extraction de sables pétrolifères de Fort Hills, et des aires de sables pétrolifères importantes considérées comme propices au développement in situ de ressources de bitume. La fusion n’a pas entraîné une augmentation de la production des sables pétrolifères (à l’exception de Syncrude) étant donné que la production de MacKay River avait déjà été incluse dans la production déclarée de Suncor, pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 juillet 2009, à titre de volume traité par Suncor aux termes d’une entente de frais de traitement.
- Usine d’extraction Steepbank – Ce projet a été achevé au cours du troisième trimestre de 2009, ce qui a entraîné une amélioration de la fiabilité et de la récupération de bitume.
- Usine de soufre Firebag – Ce projet a également été achevé au cours du troisième trimestre de 2009. L’usine est actuellement en activité et soutient les réductions d’émissions de soufre pour le développement in situ existant et prévu à Firebag, y compris le stade 3.
- Mise en veilleuse – Au cours du premier trimestre de 2009, Suncor a placé divers projets du secteur Sables pétrolifères « en veilleuse » en raison des conditions économiques qui prévalaient à ce moment-là. Par suite de la mise en veilleuse de certains des projets du secteur Sables pétrolifères, Suncor a engagé des coûts avant impôts de 380 M\$ en 2009.

## 2008

- **Redevances** – En janvier 2008, nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta la CMR de Suncor, qui a modifié les taux prévus dans le document intitulé « New Royalty Framework » du gouvernement de l'Alberta (le « nouveau régime de redevances ») qui s'appliquent à nos activités in situ et qui, sans cette convention, s'appliqueraient à nos activités minières de base. Pour obtenir de plus amples renseignements concernant les redevances applicables au secteur Sables pétrolifères, voir « Situation dans l'industrie — Redevances et mesures incitatives — Alberta » de la présente notice annuelle.
- **Unité de cokéfaction** – Suncor a achevé un agrandissement de 2,3 G\$ de l'une de ses deux usines de valorisation des sables pétrolifères. Ce nouveau groupe d'unités de cokéfaction a accru de 90 000 b/j notre capacité nominale, qui totalisera 350 000 b/j à nos installations du secteur Sables pétrolifères.

Les changements suivants dans notre secteur Sables pétrolifères sont survenus ou devraient survenir en 2011 :

- **Partenariat stratégique avec Total** – En décembre 2010, Suncor a annoncé la conclusion d'une entente de partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. (« Total »), prévoyant les modalités du développement conjoint, par les deux sociétés, des projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et de la reprise des travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur aux exploitations du secteur Sables pétrolifères de Suncor situées à Fort McMurray, en Alberta. L'opération est conditionnelle à l'obtention de certaines approbations, notamment des organismes de réglementation, et sa clôture est prévue pour la fin du premier trimestre de 2011. Les principales modalités de l'entente entre Suncor et Total sont, notamment, les suivantes :
  - Total acquerra une participation de 49 % dans la troisième usine de valorisation prévue de Suncor. Une fois construite, l'usine d'une capacité prévue de 200 000 b/j sera exploitée par Suncor;
  - Total fera également l'acquisition d'une partie de la participation de Suncor dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills, de sorte que Suncor, Total et Ressources Teck Limitée (« Teck ») détiendront respectivement une participation de 40,8 %, de 39,2 % et de 20 % dans ce projet. À l'heure actuelle, Suncor, Total et Teck détiennent respectivement une participation de 60 %, de 20 % et de 20 % dans ce projet.
  - Suncor fera l'acquisition d'une participation directe de 36,75 % dans la coentreprise Joslyn exploitée par Total, de sorte que Total, Occidental Petroleum et Inpex Canada Ltd. détiendront respectivement une participation de 38,25 %, de 15 % et de 10 % dans cette coentreprise. À l'heure actuelle, Total, Occidental Petroleum et Inpex Canada Ltd. détiennent respectivement une participation de 75 %, de 15 % et de 10 % dans cette coentreprise.
  - Suncor recevra une contrepartie en espèces globale d'environ 1,75 G\$ dans le cadre de l'opération.

Suncor et Total ont convenu de développer en parallèle la mine Fort Hills et l'usine de valorisation Voyageur, de manière que les deux soient mises en production en 2016. L'exécution des projets Fort Hills et Joslyn, de même que la poursuite des travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur, est assujettie à l'approbation des partenaires dans ces entreprises et à l'approbation du conseil d'administration de Suncor.

- **Expansion de Firebag** – Suncor compte affecter une tranche d'environ 1,28 G\$ des fonds alloués aux projets d'expansion en 2011 aux fins de l'expansion des installations in situ de production de sables pétrolifères des stades 3 et 4 de Firebag. Suncor prévoit que la production du stade 3 de Firebag commencera à la fin du deuxième trimestre de 2011, que la capacité de production prévue d'environ 62 500 b/j de bitume sera atteinte graduellement sur une période d'environ 24 mois.
- **Extension North Steepbank (l'« ENS »)** – Nous prévoyons que cette extension améliorera la productivité de l'équipement minier grâce à l'ouverture d'un nouveau front d'avancement. Suncor prévoit développer le front d'avancement en 2011 et commencer les activités d'extraction dans l'ENS en 2012.
- D'ici la fin de 2011, Suncor prévoit achever la construction de l'UNM afin de compléter ses actifs de valorisation. Cette nouvelle unité devrait ajouter une capacité d'hydrotraitement de naphta de 30 000 b/j qui permettra de valoriser de nouveau le PBS sulfureux afin qu'il devienne du PBS non sulfureux.
- Suncor prévoit réaliser une révision de six semaines de l'une de ses usines de valorisation, ce qui entraînera une baisse de la production de l'ordre de 215 00 b/j pendant cette période.



## Gaz naturel

Notre secteur Gaz naturel exerce des activités d'exploration, d'acquisition, de développement et de production de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de pétrole et de sous-produits du pétrole qu'il tire de réserves situées dans l'Ouest canadien. Ce secteur a également des actifs dans les T.N.-O., en Alaska et dans les îles de l'Arctique.

Parmi les jalons et événements importants qui ont eu une incidence sur le secteur Gaz naturel au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

### 2010

- Aliénations d'actifs canadiens – Tout au long de l'année, la Société a réalisé plusieurs ventes d'actifs de gaz naturel non essentiels au Canada, notamment :
  - le 30 septembre 2010, la Société a réalisé la vente de ses biens situés dans le sud de l'Alberta, connus sous le nom de Wildcat Hills, pour un produit net de 351 M\$;
  - le 31 août 2010, la Société a réalisé la vente de ses biens situés dans le centre-ouest de l'Alberta, connus sous les noms de Bearberry et de Ricinius, pour un produit net de 275 M\$;
  - le 31 mai 2010, la Société a réalisé la vente de biens situés dans le centre de l'Alberta, connus sous les noms de Rosevear et de Pine Creek, pour un produit net de 229 M\$;
  - le 31 mars 2010, la Société a réalisé la vente de certains biens situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, connus sous les noms de Blueberry et de Jedney, pour un produit net de 383 M\$.
- Aliénations d'actifs américains – Le 1<sup>er</sup> mars 2010, la Société a réalisé la vente de la quasi-totalité de ses actifs d'amont dans les Rocheuses américaines, pour un produit net de 481 M\$ US. Les actifs d'amont restants situés dans les Rocheuses américaines ont été vendus peu de temps après.
- Gaz peu profond – Les principaux biens productifs de gaz peu profond de Suncor près de Medicine Hat, dans le sud-est de l'Alberta, ont continué de faire l'objet d'activités de forage et de raccordement. En tout, 324 puits ont été forés en 2010.
- Autres programmes de forage – Au cours du quatrième trimestre de 2010, nous avons entrepris deux nouveaux programmes de forage : l'un dans la zone Ferrier, dans le centre de l'Alberta, et l'autre à Pouce Coupe, dans l'ouest de l'Alberta. Le raccordement des premiers puits de ces deux programmes devrait s'effectuer au cours du premier trimestre de 2011.

### 2009

- Fusion – Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada, ajoutant des actifs de gaz naturel importants dans l'Ouest canadien et les Rocheuses américaines, ainsi que des actifs en Alaska, dans les T.N.-O. et dans les îles de l'Arctique.

Les changements suivants dans notre secteur Gaz naturel sont survenus ou devraient survenir en 2011 :

- Changements organisationnels – En janvier 2011, Suncor a annoncé des changements organisationnels, notamment la fusion des secteurs International et extracôtier et Gaz naturel pour former une seule organisation axée sur la production classique, qui regroupera les activités intracôticières et extracôticières.
- Autres dessaisissements prévus – Dans le cadre de son plan d'agencement des activités stratégique, Suncor songe à se départir d'actifs de gaz naturel non essentiels d'une capacité d'environ 220 Mpi<sup>3</sup>/j.

## International et extracôtier

Le secteur International et extracôtier comprend des activités d'exploration, de développement et de production de pétrole et de gaz naturel classiques au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, dans la région de la mer du Nord ainsi qu'en Libye et en Syrie. Suncor a acquis les actifs du secteur International et extracôtier lors de sa fusion avec Petro-Canada en 2009.

Notre secteur Côte Est du Canada comprend des activités d'exploration et de production au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. La Société a une solide position dans chaque grand projet pétrolier actuellement en

production dans la région et elle est l'exploitante du champs pétrolifère Terra Nova. La Société est également titulaire de divers permis d'exploration et d'importants permis de découverte dans la région.

Notre secteur International se concentre dans les pays et les régions où des positions importantes en actifs à longue durée de vie peuvent être établies, ce qui comprend l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel principalement dans la région de la mer du Nord (au large des côtes du Royaume-Uni et de la Norvège) ainsi qu'en Libye et en Syrie.

Parmi les jalons et événements importants qui ont eu une incidence sur notre secteur International et extracôtier au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

#### *Côte Est du Canada*

##### **2010**

- Nouvelle détermination à l'égard de Terra Nova – Le 1<sup>er</sup> décembre 2010, les copropriétaires du 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<sup>er</sup> février 2005. La participation directe de Suncor est passée de 33,990 % à 37,675 %, et les autres propriétaires ont convenu de rembourser la Société en lien avec la participation directe accrue qu'elle a détenue dans le champ du 1<sup>er</sup> février 2005 au 31 décembre 2010. Par conséquent, la Société a constaté un gain avant impôts de 295 M\$.
- Production à Terra Nova – Au cours du quatrième trimestre de 2010, des tests réguliers effectués sur les puits ont permis de détecter la présence de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) dans le champ pétrolifère Terra Nova. Nous avons fermé de façon sécuritaire les puits et usines touchés pendant que nous élaborons un plan d'atténuation des impacts.
- Hibernia South – Des ententes fiscales définitives ont été conclues avec des partenaires dans une coentreprise et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en février 2010 à l'égard de l'extension Hibernia South. Le plan de développement de l'extension a été approuvé, et il devrait être sanctionné au cours du premier trimestre de 2011. La première extraction de pétrole des puits de développement forés à partir d'une plateforme devrait avoir lieu au cours du premier semestre de 2011.
- Extensions White Rose – Le 31 mai 2010, la première extraction de pétrole dans la partie North Amethyst des extensions White Rose a eu lieu, et le forage de développement est toujours en cours.

##### **2009**

- Production à Hibernia – La production au bloc AA a débuté au cours du quatrième trimestre de 2009.

#### *Mer du Nord*

##### **2010**

- Aliénations d'actifs situés au Royaume-Uni – Le 8 septembre 2010, la Société a conclu des conventions visant la vente d'actifs extracôtiers non essentiels situés au Royaume-Uni (Scott/Telford et Triton), pour un produit brut de 240 M£, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2010. Le dessaisissement d'une partie de ces actifs a été réalisé en 2010, pour un produit net de 55 M£. Les ventes des actifs restants devraient être réalisées au cours du premier trimestre de 2011. Les dessaisissements restants sont assujettis à des conditions de clôture et à des rajustements du prix d'achat à la clôture ainsi qu'à l'obtention d'approbations des organismes de réglementation et d'autres approbations habituellement nécessaires pour ce type d'opération.
- Aliénation d'actifs néerlandais – Le 13 août 2010, la Société a réalisé la vente des actions de Petro-Canada Netherlands BV qu'elle détenait, pour un produit net de 316 M€, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.
- Production à Buzzard – En octobre 2010, l'interruption et le raccordement de la quatrième plateforme du projet Buzzard ont été achevés, et la mise en service en plusieurs étapes a débuté à la plateforme de traitement du soufre. Les perturbations de la production au cours de la mise en service graduelle ont été négligeables à ce jour. La mise en service de la nouvelle plateforme se poursuivra au cours du premier trimestre de 2011.

- Exploration en Norvège – La Société a achevé le forage de son premier puits d'exploration exploité en janvier 2010 et y a trouvé des hydrocarbures. Un puits d'appréciation a été foré et testé au cours du premier trimestre de 2010, permettant de constater des résultats positifs. Des évaluations plus poussées sont nécessaires pour déterminer la taille éventuelle de ce gîte. Au cours du quatrième trimestre de 2010, Suncor a présenté des soumissions en vue d'accroître l'aire de son exploitation en Norvège.

#### **2009**

- Production à Buzzard – La production à Buzzard a été interrompue pour une période de quatre semaines afin de permettre l'installation des treillis de la quatrième plateforme, qui sera utilisée pour le traitement du soufre.
- Exploration au R.-U. – Il y avait un gîte de pétrole non exploité appelé Hobby. Le gîte permettra au projet de développement du secteur Golden Eagle de passer en phase préalable au développement.

#### **2008**

- Exploration au R.-U. – Il y avait un gîte de pétrole non exploité appelé Pink. Le bloc Pink est situé dans le secteur du projet de développement du secteur Golden Eagle.

### *Libye*

#### **2010**

- Exploration – Le programme d'acquisition sismique de Suncor a progressé et devrait être achevé en mars 2011. Depuis avril, Suncor a foré deux puits d'exploration et quatre puits d'appréciation.
- Forage de développement – Suncor a achevé le forage de 26 puits de développement dans les champs producteurs de la Libye et prévoit forer quatre puits de développement supplémentaires avant la fin de l'exercice. Suncor a achevé le forage de huit et de douze puits de développement en 2009 et en 2008, respectivement.
- Paiements de primes à la signature – Suncor a versé 200 M\$ US à la National Oil Corporation de la Libye (la « NOC ») en lien avec ses CEPP. En outre, Suncor a convenu de verser 94 M\$ US à la NOC en contrepartie de son consentement écrit à la fusion de Suncor et de Petro-Canada et de l'acceptation de Suncor à titre de garante des obligations de nos entités dotées de la personnalité morale en Libye, conformément aux CEPP.

#### **2008**

- CEPP conclues avec la Libye – En juin 2008, six nouvelles CEPP ont été conclues avec la NOC afin de remplacer les ententes de concession et une CEPP existantes. Les CEPP expireront en 2033.

### *Syrie*

#### **2010**

- Activités – Le projet de gaz naturel Ebla de Suncor est passé au stade de la production commerciale le 19 avril 2010. L'extraction de pétrole à Ebla a débuté le 10 décembre 2010. En décembre 2010, la Société a également présenté des soumissions en vue d'accroître l'aire de son exploitation en Syrie.

### *Trinité-et-Tobago*

#### **2010**

- Aliénation – Le 5 août 2010, la Société a réalisé la vente de ses actifs à Trinité-et-Tobago, pour un produit net de 378 M\$ US, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Les changements suivants dans notre secteur International et extracôtier sont survenus ou devraient survenir en 2011 :

- Lybie – À la fin de février, des troubles civils ont balayé la Lybie, où Suncor exerce des activités d'exploration et de production de pétrole. Au moment du dépôt de la présente notice annuelle, le niveau et la durée de l'incidence de ces événements sur notre entreprise sont inconnus. L'attention immédiate de

Suncor s'est portée sur la sécurité des employés étrangers et du personnel libyen ainsi que des entrepreneurs et des fournisseurs de service qui soutiennent les activités de Suncor.

- Changements organisationnels – En janvier 2011, Suncor a annoncé des changements organisationnels, notamment la fusion des secteurs International et extracôtier et Gaz naturel pour former une organisation axée sur la production classique, qui regroupera les activités côtières et extracôtières.
- Extension White Rose – L'extraction du pétrole du stade 1 de l'extension West White Rose devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2011. Les résultats du stade 1, combinés à une évaluation continue, aideront à définir la portée des travaux du stade 2.
- Hebron – La demande d'approbation du plan de développement devrait être présentée au cours du deuxième trimestre de 2011, et l'extraction de pétrole devrait débuter en 2017.
- En janvier 2011, Suncor s'est vue accorder deux nouveaux permis de production en Norvège.

## Raffinage et commercialisation

Notre secteur Raffinage et commercialisation raffine du pétrole brut aux raffineries de Suncor d'Edmonton, en Alberta, de Montréal, au Québec, et de Sarnia, en Ontario, au Canada, et de Commerce City, au Colorado, aux É.-U., et le transforme en une vaste gamme de produits pétroliers et pétrochimiques destinés à la vente de détail, ainsi qu'à des clients commerciaux et industriels. En 2010, notre secteur Raffinage et commercialisation a vendu en moyenne 87 800 mètres cubes par jour (« m<sup>3</sup>/j ») de produits raffinés, au Canada et au Colorado, ainsi que dans d'autres régions des États-Unis et d'Europe. Le secteur Raffinage et commercialisation transporte du pétrole brut au moyen de pipelines dans l'Est du Canada et l'Ouest canadien ainsi qu'au moyen de pipelines en propriété exclusive au Wyoming et au Colorado.

Notre secteur Raffinage et commercialisation comprend également une usine de lubrifiants à Mississauga, en Ontario, qui produit des lubrifiants et des cires spécialisés.

Au Canada, notre entreprise de vente au détail est gérée principalement par l'entremise de sites de vente au détail des bannières Petro-Canada<sup>MC</sup>. Au Colorado, notre entreprise de vente au détail est gérée principalement par l'entremise de sites des bannières Phillips 66<sup>MD</sup> et Shell<sup>MD</sup>.

Parmi les jalons et événements importants qui ont eu une incidence sur notre secteur Raffinage et commercialisation au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

### 2010

- Changement de bannière de sites de vente au détail – Suncor a changé la bannière de 158 sites de vente au détail Sunoco<sup>MC</sup> en vue d'avoir essentiellement achevé la consolidation des produits canadiens que nous offrons postérieurement à la fusion sous la bannière Petro-Canada<sup>MC</sup>.
- Aliénation de sites de vente au détail – 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.
- Capacité de raffinage d'Edmonton – En raison des améliorations qui ont été apportées à notre raffinerie d'Edmonton au cours des dernières années, le rendement qui y a été observé nous a permis de réviser à la hausse notre capacité de traitement du pétrole brut pour la faire passer de 125 000 b/j, soit la capacité que nous avons déclarée précédemment, à 135 000 b/j, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.
- Commercialisation de diesel du secteur Sables pétrolifères – La responsabilité de la commercialisation de la production de diesel des usines de valorisation du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui relevait auparavant de l'unité Commerce d'énergie de Suncor, est passée au secteur Raffinage et commercialisation au milieu de l'année 2010.
- Usine d'éthanol de St. Clair – La responsabilité de l'exploitation et la propriété de l'usine d'éthanol de St. Clair, en Ontario, qui relevaient auparavant du secteur Raffinage et commercialisation, sont passées à l'unité Énergie renouvelable de Suncor au début de l'année 2010.

## 2009

- Fusion – Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada et a acquis les raffineries d'Edmonton et de Montréal (pour une capacité de traitement de pétrole brut totale de 255 000 b/j), une usine de lubrifiants qui est le plus important producteur d'huiles de base au Canada, un réseau de stations-service de vente au détail, un réseau de transport routier commercial national et un réseau de vente de carburants en vrac.
- Capacité de terminal de stockage et de distribution – Dans le cadre de la fusion, comme le demandait le Bureau de la concurrence du Canada, Suncor a conclu avec Ultramar Ltée, des conventions relatives à des opérations de terminal d'une durée de dix ans ayant pour but de fournir une capacité de terminal et de distribution de 1,1 milliard de litres dans la région du Grand Toronto.
- Capacité de la raffinerie de Commerce City – La capacité de la raffinerie de Commerce City a été revue à la hausse, passant de 90 000 b/j à 93 000 b/j le 1<sup>er</sup> janvier 2009 afin de mieux tenir compte de la capacité combinée de ses divers trains de traitement du pétrole.

## 2008

- Conversion de la raffinerie d'Edmonton – La raffinerie d'Edmonton a réalisé son projet de conversion lui permettant de traiter des charges d'alimentation provenant entièrement des sables pétrolifères.
- Capacité de la raffinerie de Sarnia – La capacité de traitement du pétrole brut de la raffinerie de Sarnia est passée à 85 000 b/j, en hausse par rapport à une capacité antérieure de 70 000 b/j, grâce à des améliorations liées à l'achèvement des projets de désulfuration de diesel et d'intégration des sables pétrolifères en 2007.

Les changements suivants dans notre secteur Raffinage et commercialisation sont survenus ou devraient survenir en 2011 :

- La convention de coentreprise avec Sun Petrochemicals Company intervenue entre Suncor et une raffinerie située à Toledo, en Ohio, a été résiliée le 31 décembre 2010. À compter de 2011, les ventes de produits pétrochimiques provenant de notre raffinerie de Sarnia seront commercialisés exclusivement par le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor.

## Autres entreprises de Suncor

### Énergie renouvelable

Parmi les jalons et événements importants qui ont eu une incidence sur nos participations dans des projets d'énergie renouvelable au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

## 2010

- Wintering Hills – Après avoir obtenu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission, la Société a commencé la construction d'un parc éolien de 88 mégawatts (« MW »), qui comprendra 55 turbines, situé dans le sud de l'Alberta. La Société a conclu une convention de coentreprise avec Teck Resources Limitée (« Teck ») visant le développement du projet. Aux termes de la convention, Suncor exploitera le parc et détiendra une participation de 70 % dans celui-ci tandis que Teck détiendra les 30 % restants. Le parc devrait être achevé d'ici la fin de 2011.
- Kent Breeze – Suncor a obtenu l'approbation des organismes de réglementation à l'égard de la construction d'un parc éolien de 20 MW, qui comprendra 8 turbines, situé dans le sud-ouest de l'Ontario, et a commencé la construction de ce parc. Le parc devrait être achevé d'ici le deuxième trimestre de 2011.

Les changements suivants dans notre secteur Énergie renouvelable sont survenus ou devraient survenir en 2011 :

- Projet d'agrandissement de l'usine d'éthanol de St. Clair – Le 22 janvier 2011, Suncor a achevé un projet d'agrandissement de 120 M\$ de son usine d'éthanol située en Ontario. Le projet a permis de faire passer la capacité annuelle existante de l'usine de 200 000 millions de litres à 400 000 millions de litres.

## Information prospective

Les paragraphes précédents, qui décrivent le développement général de notre entreprise, contiennent de l'information prospective, y compris à l'égard des estimations des coûts; de l'opération avec Total (et des modalités prévues de celle-ci); de notre procédé TRO<sup>MC</sup> ainsi que de l'engrangement prévu d'une somme de 670 M\$ en 2011 afin de poursuivre le développement de l'initiative; de l'expansion prévue des stades 3 et 4 de Firebag, de l'ENS et de l'UNM (ainsi que la production et la capacité prévues de ces actifs); des révisions prévues; des dessaisissements prévus de nos actifs de gaz naturel et de nos actifs au R.-U.; des premières extractions de pétrole prévues à certains des actifs du secteur International et extracôtier de Suncor; et des dates de réalisation des projets. Les facteurs et hypothèses importants dont nous avons tenu compte dans l'élaboration de l'information prospective comprennent, notamment, ceux liés aux projets de dépenses en immobilisations actuels; à l'état actuel de l'approvisionnement; aux étapes de la conception et de l'ingénierie des projets; aux mises à jour de tiers quant à la prestation des services et à la livraison des marchandises associées aux projets; et aux estimations des équipes responsables des projets majeurs relativement à l'achèvement des étapes futures d'un projet. Nous avons présumé que les tiers respecteront leurs engagements et qu'aucun retard important ni aucune augmentation importante des frais liés aux projets ne surviendront. Les hypothèses relatives aux perspectives de production comprennent la mise en place d'initiatives liées à la fiabilité et à l'efficacité opérationnelles, qui devraient réduire les activités d'entretien non planifiées. Nous avons également fourni de l'information prospective concernant l'échéancier de l'opération proposée avec Total ainsi que le développement de la mine Fort Hills et de l'usine de valorisation Voyageur. Suncor a formulé ces prévisions en se fondant sur certaines hypothèses qu'elle juge raisonnables à l'heure actuelle, notamment des hypothèses quant au moment où elle obtiendra les approbations nécessaires des organismes de réglementation, des tribunaux et des autres tiers; et quant au délai requis pour remplir toutes les conditions préalables à la clôture de l'opération. Les dates prévues pourraient changer pour plusieurs raisons, y compris des retards imprévus dans l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation ou d'autres tiers ou encore des délais occasionnés par l'incapacité de remplir toutes les conditions préalables à la clôture de l'opération aussi rapidement que prévu. Rien ne garantit que la clôture de l'opération aura lieu ou, le cas échéant, qu'elle aura lieu aux dates prévues. Si la clôture a bel et bien lieu, rien ne garantit que les modalités importantes de la convention se concrétiseront. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques, les incertitudes et les autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent des résultats prévus, voir la rubrique « Énoncés prospectifs » ci-dessus ainsi que la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

## DESCRIPTION NARRATIVE DES ENTREPRISES DE SUNCOR

### Sables pétrolifères

#### Activités

Notre entreprise intégrée du secteur Sables pétrolifères comprend cinq sites d'exploitation situés près de Fort McMurray, en Alberta.

- Le bitume provenant des sables pétrolifères est obtenu par des activités minières à ciel ouvert.

Les activités minières à ciel ouvert permettent d'extraire les morts-terrains à l'aide de camions et de pelles et d'ainsi accéder aux sables pétrolifères, qui sont excavés puis acheminés, par l'entremise de pipelines d'hydrotransport, à des usines de traitement, où des concasseurs et des trieuses les préparent pour l'extraction primaire.

- Les installations d'extraction primaire récupèrent le bitume des sables pétrolifères qui ont été recueillis.

Au cours du processus d'extraction primaire, le bitume brut est séparé des sables pétrolifères par un procédé à l'eau chaude dans d'immenses bassins de séparation. Après avoir retiré les dernières impuretés et les minéraux au cours de l'extraction secondaire, on ajoute du naphta pour diluer le bitume afin d'en faciliter le transport jusqu'aux usines de valorisation.

- Des activités in situ fournissent du bitume supplémentaire aux usines de valorisation.

Nos exploitations in situ, Firebag et MacKay River, utilisent le procédé de DGMV afin de séparer le bitume des gisements de sables pétrolifères qui sont situés à une trop grande profondeur pour faire l'objet d'une exploitation minière rentable. La première étape du procédé de DGMV consiste à forer deux puits horizontaux, l'un étant situé au-dessus de l'autre. La vapeur produite par des installations de production de vapeur in situ est injectée dans le gisement de sables pétrolifères par le puits du dessus. Le bitume chauffé et la vapeur condensée s'écoulent dans le puits du dessous et remontent du puits vers la surface. Le mélange de bitume et d'eau est pompé vers nos installations de séparation du pétrole et de l'eau, où l'eau est extraite du bitume, traitée et renvoyée dans les installations de production de vapeur afin d'y être recyclée. À notre exploitation Firebag, on ajoute actuellement du naphta pour diluer le bitume afin d'en faciliter le transport jusqu'à nos usines de valorisation. À notre exploitation MacKay River, un pipeline chauffé est utilisé pour le transport plutôt que d'avoir recours au processus de dilution au naphta. Le bitume est transporté à nos usines de valorisation ou vendu directement sur le marché.

- Les usines de valorisation transforment le bitume en produits de pétrole brut.

Après le transport du bitume dilué vers l'usine de valorisation, le naphta est retiré et recyclé; il sera réutilisé comme diluant. Le bitume récupéré au moyen d'activités in situ et par exploitation minière est valorisé au moyen d'un procédé de cokage et de distillation. Le produit valorisé, appelé PBS sulfureux, est vendu directement aux clients sous cette forme ou valorisé de nouveau pour devenir du PBS peu sulfureux après le retrait du soufre et de l'azote au moyen d'un procédé de traitement à l'hydrogène. En plus du PBS sulfureux et peu sulfureux, notre usine de valorisation produit également du diesel, du naphta, du kérosène et du gas-oil.

- L'eau, la vapeur et l'électricité dont nous avons besoin pour exercer nos activités sont produites par des installations in situ, dont Suncor ou des tiers, selon le cas, sont propriétaires exploitants. De l'eau de traitement est utilisée dans les procédés d'extraction. La production de vapeur est fondamentale pour le procédé de DGMV et contribue également à la production d'électricité dans les usines de Suncor. Le surplus d'électricité produite est revendu au réseau électrique.

Bien qu'il n'y ait presque aucuns frais de découverte liés aux ressources de sables pétrolifères, la délimitation et le développement (exploitation minière et forage in situ) des ressources ainsi que la valorisation du bitume pour en faire du PBS peuvent entraîner des décaissements de capital élevés. Par conséquent, nos coûts de production sont en grande partie fixes à court terme de sorte que les frais d'exploitation unitaires sont en grande partie tributaires des

niveaux de production. Comme le gaz naturel sert à produire du PBS, particulièrement dans le cadre du procédé de DGMV, le prix du gaz naturel constitue une variable importante des coûts de production du PBS.

Nous continuons de chercher et d'élaborer des techniques améliorées et nouvelles visant à accroître l'efficacité de nos exploitations. Dans le cours normal de nos activités, nous procédons régulièrement à des interruptions des activités à des fins d'entretien périodique à nos installations. Ces arrêts de production permettent d'effectuer des travaux d'entretien préventif et de remplacer des biens d'équipement pour accroître notre efficacité opérationnelle.

La Société détient également une participation de 12 % dans Syncrude, qui exploite les mines de sables pétrolifères Nord et Aurora, une installation de services publics, une usine d'extraction de bitume et une usine de valorisation qui traite du bitume et produit du PBS. Les activités minières sont réalisées à l'aide de camions, de pelles et de systèmes d'hydrotransport. La quote-part de Suncor de la production de PBS est traitée principalement à notre raffinerie d'Edmonton, en Alberta, le reste étant périodiquement traité dans l'Est du Canada et aux États-Unis.

En 2010, les installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor ont constaté une production moyenne de 283 000 b/j, et la quote-part de Suncor de la production de Syncrude a été en moyenne de 35 200 b/j.

## Transport

Suncor est propriétaire d'un pipeline qui transporte du PBS de nos installations de Fort McMurray, en Alberta, à Edmonton, en Alberta. Le pipeline a une capacité d'environ 110 000 b/j, et il est exploité par le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor.

Nous avons conclu une convention de services de transport à l'égard du pipeline Athabasca d'Enbridge d'une durée allant de 1999 à 2028. Ce pipeline a une capacité nominale totale de 600 000 b/j, et la capacité configurée actuelle est de 350 000 b/j. Aux termes de cette convention, notre engagement actuel est de 182 000 b/j pour le transport du PBS et du bitume dilué de Fort McMurray, en Alberta, à Hardisty, en Alberta.

Nous sommes l'un des membres fondateurs du pipeline Waupisoo, dont Enbridge Inc. (« Enbridge ») est le propriétaire exploitant, qui est entré en service le 1<sup>er</sup> juin 2008. Aux termes d'une convention, notre statut de membre fondateur a une durée minimale de 25 ans avec possibilité de prolongation. La capacité totale du pipeline s'établit à 350 000 b/j et peut être augmentée à 535 000 b/j. Aux termes de cette convention, notre engagement actuel est de 75 000 b/j pour le transport de PBS et de bitume dilué de Cheecham, en Alberta, à Edmonton, en Alberta.

Après la fusion avec Petro-Canada, nous avons également conclu (i) un engagement de transport sur courte distance, à l'égard de 58 000 b/j, de Fort McMurray à Cheecham par le biais du pipeline Athabasca d'Enbridge, (ii) un contrat de transport latéral, à l'égard de 40 000 b/j, de MacKay River jusqu'au terminal-réservoir d'Athabasca, qui comprend aussi des ententes contractuelles à l'égard d'installations de stockage, en vue du stockage de 250 000 barils, qui viennent à échéance le 30 juin 2017, et (iii) des ententes contractuelles à l'égard d'installations de stockage à Edmonton, en vue du stockage de 500 000 barils, qui viennent à échéance le 31 mars 2028.

En 2009, Suncor a conclu des contrats de services à long terme avec des membres du groupe de TransCanada Corporation visant le transport de pétrole brut au moyen du pipeline Keystone. Les contrats permettront le transport de notre pétrole brut par pipeline de Hardisty, en Alberta, à Patoka, en Illinois, et à Cushing, en Oklahoma. Notre capacité à l'égard du pipeline allant de Hardisty, en Alberta, à Patoka, en Illinois, est de 25 000 b/j. En 2011, notre capacité, aux termes de contrats, à l'égard du pipeline allant de Patoka, en Illinois, à Cushing, en Oklahoma, est de 50 000 b/j. En 2008, Suncor a conclu des contrats à l'égard d'installations de stockage supplémentaires à Patoka et à Cushing afin de donner plus de souplesse aux stratégies de vente. Les deux contrats, d'une durée fixe de cinq ans, visent le stockage de 1,1 Mb. Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, Suncor a conclu des contrats d'une durée fixe de cinq ans à l'égard d'installations de stockage, en vue du stockage de 1,2 Mb supplémentaires, à Nederland, au Texas. Jusqu'à ce que la Société ait achevé ses projets d'expansion du secteur Sables pétrolifères, l'unité Commerce d'énergie de Suncor prévoit optimiser les capacités liées à ces arrangements.

En 2008, nous avons pris des engagements visant le transport de pétrole brut au moyen des pipelines Express New Pipeline (30 000 b/j à compter de 2008) et Wamsutter (10 000 b/j à compter de 2009). Le pipeline Express New Pipeline s'étend de Hardisty, en Alberta, à Wood River, en Illinois, et aide à acheminer le PBS sulfureux produit jusqu'à la raffinerie de Commerce City ou à la côte du golfe du Mexique. Le pipeline Wamsutter s'étend de Wamsutter à Fort Laramie, au Wyoming, et a également comme fonction principale d'aider le transport de charges d'alimentation de pétrole brut à la raffinerie de Commerce City. Nous continuons d'évaluer la possibilité de conclure d'autres conventions de transport par pipeline afin de soutenir les augmentations prévues de la capacité de production.



Périodiquement, nous concluons aussi des conventions stratégiques de transport à court terme afin d'expédier du PBS à l'étranger. Ces conventions ont une durée de moins de un an et sont conclues pour des expéditions individuelles.

Nous avons conclu une entente de 20 ans avec TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership qui nous assurera une capacité garantie sur un gazoduc entré en service en 1999. Le gazoduc achemine le gaz naturel vers notre installation du secteur Sables pétrolifères.

Nous transportons également du gaz naturel vers nos exploitations du secteur Sables pétrolifères au moyen du gazoduc Albersun construit en 1968 dont nous sommes propriétaires exploitants. Ce gazoduc couvre une distance d'environ 300 kilomètres au sud de l'usine du secteur Sables pétrolifères et est raccordé au réseau de gazoducs intraprovincial de TransCanada PipeLine Limited (« TCPL ») en Alberta. Le gazoduc Albersun avait la capacité de transporter plus de 100 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, en direction nord et sud, jusqu'à ce que nous fermions notre terminal de réception Atmore en novembre 2009. Après la clôture, notre capacité s'est établie à 46 Mpi<sup>3</sup>/j en direction nord seulement. Nous nous chargeons de l'approvisionnement en gaz naturel et achetons la plus grande partie du gaz naturel du réseau en vertu de contrats fondés sur la livraison.

Les installations minières du secteur Sables pétrolifères sont facilement accessibles par la voie publique. Les installations in situ de Firebag sont actuellement accessibles par avion et par une route privée tandis que nos installations in situ de MacKay River sont accessibles par une combinaison de voies publiques et de routes privées. Nous prévoyons l'achèvement de l'accès routier à Firebag en 2011. La East Athabasca Highway a été achevée au cours du quatrième trimestre de 2010 afin de permettre l'accès au site de Firebag. Cette autoroute est la propriété de Suncor, de Husky Energy Inc. et de Imperial Oil Ltd. et vise à leur donner accès à leurs exploitations de sables pétrolifères respectives dans la région.

## Produits principaux

Les ventes de PBS léger peu sulfureux et de diesel ont représenté 45 % (48 % en 2009) et les ventes de PBS léger sulfureux et de bitume ont représenté 49 % (49 % en 2009) des produits des activités ordinaires consolidés du secteur Sables pétrolifères en 2010. Le volume des ventes quotidiennes et le pourcentage correspondant des produits des activités ordinaires enregistrés par le secteur Sables pétrolifères, classé par produit, pour chacun des deux derniers exercices sont les suivants :

| Produit  | 2010  |   | 2009  |   |
|--|-------|---|-------|---|
|  | Mb/j  | % des produits des activités ordinaires | Mb/j  | % des produits des activités ordinaires |
| Pétrole brut synthétique peu sulfureux <sup>(1)</sup> / diesel | 137,9 | 45                                      | 144,9 | 48                                      |
| Pétrole brut synthétique sulfureux / bitume                    | 176,6 | 49                                      | 147,5 | 49                                      |
| Total  | 314,5 |   | 292,4 |   |

(1) Inclut les ventes de produits provenant de Syncrude, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2009.

## Ventes de pétrole brut synthétique, de bitume et de diesel

La production de PBS et de bitume provenant des exploitations de notre secteur Sables pétrolifères est vendue à l'unité Commerce d'énergie de Suncor, qui en fait ensuite la commercialisation. Les principaux marchés pour nos produits de pétrole brut synthétique et de bitume comprennent des exploitations de raffinage en Alberta, en Ontario, dans le Midwest américain et dans la région des Rocheuses américaines. Les produits de diesel sont vendus principalement dans l'Ouest canadien et commercialisés par le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor.

En ce qui concerne la production de bitume provenant de nos actifs in situ, la stratégie d'exploitation du secteur Sables pétrolifères permet à Suncor de tirer parti des conditions d'exploitation et de marché changeantes a) en valorisant le bitume directement à nos installations du secteur Sables pétrolifères, b) en valorisant le bitume aux raffineries de Suncor en transportant le bitume dilué à ces installations, ou c) en vendant le bitume directement à des tiers.

En 1997, nous avons conclu avec Flint Hills Resources LLC (« Flint Hills ») une convention à long terme en vue de lui fournir jusqu'à 30 000 b/j de pétrole brut sulfureux provenant des exploitations de notre secteur Sables pétrolifères. Nous avons commencé à expédier du pétrole brut de Flint Hills à Hardisty, en Alberta, le 1<sup>er</sup> janvier 1999. La convention initiale expire le 30 juin 2011. Une nouvelle convention a été négociée afin de fournir 20 000 b/j à Flint

Hills à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2011. La durée initiale de cette convention prendra fin le 30 juin 2014. Après cette date, la convention demeurera en vigueur jusqu'à ce que l'une ou l'autre des parties la résilie moyennant un préavis minimum de 24 mois.

Aux termes d'une convention de vente à long terme conclue en août 2001 avec Consumers Co-operative Refineries Limited (« CCRL »), nous fournissons à celle-ci 20 000 b/j de pétrole brut sulfureux. En 2005, nous avons signé une autre convention avec CCRL visant la fourniture de 12 000 b/j supplémentaires de pétrole brut sulfureux. La durée initiale des deux conventions avec CCRL est de 15 ans, et elles prévoient des durées à reconduction tacite par la suite, sous réserve d'une résiliation sur préavis de 24 mois par l'une ou l'autre des parties. Aucune partie n'a donné de préavis de résiliation à ce jour.

Une partie de la production provenant des exploitations de notre secteur Sables pétrolifères est utilisée dans le cadre de nos activités de raffinage. Au cours des deux derniers exercices, nos raffineries ont traité la quantité de pétrole brut correspondant au pourcentage des ventes globales réalisées par notre secteur Sables pétrolifères indiqué ci-après :

| Raffinerie              | Exercice terminé le<br>31 décembre 2010   |    | Exercice terminé le<br>31 décembre 2009   |    |
|-------------------------|---|----|---|----|
|                         | % des<br>ventes<br>globales du<br>secteur<br>Sables<br>kb/j pétrolifères <sup>(1)</sup> |    | % des<br>ventes<br>globales du<br>secteur<br>Sables<br>kb/j pétrolifères <sup>(1)</sup> |    |
| Edmonton <sup>(2)</sup> | 55  | 24 | 58  | 25 |
| Sarnia                  | 60  | 27 | 44  | 18 |
| Commerce City           | 9   | 4  | 9   | 4  |
| <b>Total</b>            | <b>124</b>  |    | <b>111</b>  |    |

(1) Compte tenu des ventes réalisées par le secteur Sables pétrolifères, mais compte non tenu des ventes de diesel et de bitume.

(2) Compte tenu, en ce qui concerne l'exercice 2009, des ventes réalisées postérieurement à la fusion du 1<sup>er</sup> août 2009 avec Petro-Canada.

Aucun client n'a compté pour 10 % ou plus de nos produits des activités ordinaires consolidés en 2010 ou en 2009.

## Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant les exploitations de notre secteur Sables pétrolifères, voir la rubrique « Facteurs de risque — Concurrence » de la présente notice annuelle.

## Impacts saisonniers

Des conditions météorologiques hivernales particulièrement mauvaises perturbant les activités des exploitations de notre secteur Sables pétrolifères peuvent entraîner une réduction de la production et, dans certains cas, une hausse des coûts.

## Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par les activités des exploitations de notre secteur Sables pétrolifères, voir la rubrique « Facteurs de risque — Réglementation gouvernementale » de la présente notice annuelle.

Dans le cadre de sa quête dynamique d'excellence opérationnelle, Suncor a établi quatre objectifs clés de rendement environnemental qu'elle compte atteindre d'ici 2015 (l'année de référence à l'égard des améliorations prévues étant 2007), à savoir : réduire de 12 % sa consommation globale d'eau; augmenter de 100 % la superficie des terrains remis en état; améliorer de 10 % le rendement énergétique; et réduire de 10 % les émissions atmosphériques. En outre, Suncor a adopté des stratégies perfectionnées axées sur l'excellence opérationnelle qui visent à améliorer d'avantage la sécurité et la fiabilité de ses procédés, ce qui aura une incidence sur notre empreinte environnementale. Suncor a adopté un ensemble précis de normes de gestion de la sécurité des procédés et l'a imposé à chacune de nos installations.

En 2010, Suncor a remis en état un bassin de résidus sur lequel il sera possible de circuler; une première dans l'industrie. En outre, Suncor a obtenu l'approbation d'une nouvelle technologie de gestion des résidus, le procédé TRO<sup>MC</sup>, et a commencé à la mettre en œuvre. Suncor prévoit que ce procédé lui permettra d'achever la remise en état des bassins de résidus plus rapidement. Cette technologie a déjà permis à Suncor d'annuler les plans de construction de cinq bassins de résidus supplémentaires à ses exploitations existantes. Suncor continuera de mettre en œuvre le procédé TRO<sup>MC</sup> à ses exploitations existantes et de jouer un rôle prépondérant dans l'élaboration de technologies environnementales en collaboration avec ses homologues exerçant des activités dans l'industrie. Suncor prévoit devoir affecter des capitaux importants à la mise en œuvre du procédé TRO<sup>MC</sup> en 2010 et en 2011. La mise en œuvre de ce procédé représente un jalon important dans la prise en compte des enjeux environnementaux particuliers auxquels l'industrie des sables pétrolifères est confrontée.

Suncor travaillera également en étroite collaboration avec la Oil Sands Leadership Initiative (la « OSLI »). Composée de Suncor, de Total et de trois autres sociétés exerçant leurs activités dans le domaine des sables pétrolifères qui partagent la même philosophie, cette organisation se consacre entièrement à l'élaboration d'initiatives qui conduiront à une amélioration constante de la performance environnementale, sociale et économique.

Suncor a mis en place un processus visant à s'assurer que ses activités courantes et ses projets futurs soient conformes à la réglementation. Une partie importante du travail lié à ce processus est effectué grâce à la mise en place d'un système logiciel qui énonce les exigences prévues par la loi applicables ainsi que les mesures à prendre pour s'y conformer. À ce jour, le processus visant à assurer la conformité à la réglementation a été principalement utilisé pour assurer la conformité à la réglementation sur l'environnement, qui touche surtout les activités du secteur Sables pétrolifères et les activités in situ de Suncor.

Suncor a également mis en place une matrice détaillée des rôles et des responsabilités dans le cadre de son programme de gestion des gaz à effet de serre (les « GES »). Pour obtenir de plus amples renseignements, voir la rubrique « Facteurs de risque — Procédures de gouvernance de Suncor » de la présente notice annuelle.

## Gaz naturel

Notre secteur Gaz naturel 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, et il fournit les marchés de l'Amérique du Nord. Après la fusion avec Petro-Canada, nous avons adopté une nouvelle stratégie qui vise principalement le gaz non classique. Afin d'être en mesure de nous concentrer sur l'atteinte des objectifs que nous nous sommes fixés à cet égard et de contribuer à la réduction de la dette de la Société, nous avons décidé de vendre un certain nombre d'actifs de gaz naturel non essentiels.

Notre programme d'exploration est principalement concentré dans des zones géologiques multiples réparties dans l'Ouest canadien. L'entreprise est structurée selon les zones d'actifs principales suivantes :

- Shale (nord-est de la Colombie-Britannique);
- Shallow (sud-est de l'Alberta);
- Foothills (ouest de l'Alberta / nord-est de la C.-B.);
- Plaines (ouest de l'Alberta).

## Commercialisation, pipelines et autres exploitations

Dans l'Ouest canadien, Suncor exploite 10 usines de traitement de gaz naturel, dont la capacité totale autorisée est de 793 Mpi<sup>3</sup>/j et dont la quote-part de la Société est de 481 Mpi<sup>3</sup>/j. 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 2010.

| Usines exploitées par Suncor | Participation directe (%) | Capacité autorisée brute (Mpi <sup>3</sup> /j) | Capacité autorisée nette (Mpi <sup>3</sup> /j) |
|------------------------------|---------------------------|--|--|
| Hanlan Sweet                 | 40,73                     | 44,2   | 18,0   |
| Hanlan Sour                  | 49,86                     | 382,0  | 190,5  |
| Wilson Creek                 | 52,17                     | 34,6   | 18,1   |
| Boundary Lake Sweet          | 100,00                    | 20,0   | 20,0   |
| Boundary Lake Sour           | 50,00                     | 66,0   | 33,0   |
| Parkland 1                   | 43,98                     | 18,1   | 8,0  |
| Parkland 2                   | 34,75                     | 11,7   | 4,1  |
| Ferrier                      | 99,99                     | 120,0  | 120,0  |
| Gilby East                   | 100,00                    | 52,4   | 52,4   |
| Progress                     | 38,46                     | 44,0   | 16,9   |
| <b>Total</b>                 |                           | <b>793,0</b>                                   | <b>481,0</b>                                   |

Suncor détient également diverses participations directes dans d'autres installations de traitement du gaz naturel et de collectes sur les champs exploitées par d'autres sociétés pétrolières et gazières. La quote-part totale de la Société est de 91,5 Mpi<sup>3</sup>/j de la capacité autorisée.

En 2010, la quote-part de Suncor de la production tirée de ses biens du secteur Gaz naturel s'est élevée à 575 Mpi<sup>3</sup>e/j, dont 432 Mpi<sup>3</sup>/j ont été tirés des activités courantes.

La quasi-totalité de notre production de gaz naturel est vendue à notre unité Commerce d'énergie, qui commercialise le produit auprès de nos clients aux termes de contrats de ventes directes. Les contrats de ventes directes comportent des durées diverses, dont la majorité sont de un an ou moins, et des prix qui sont soit fixes pour toute la durée du contrat, soit établis mensuellement en fonction d'un prix de référence du marché précis. Aux termes de ces contrats, nous sommes chargés de l'organisation du transport jusqu'au point de vente.

Afin de pouvoir commercialiser le gaz naturel à des prix diversifiés, Suncor a conclu des contrats visant une capacité garantie de 85 000 Mpi<sup>3</sup>/j à l'égard du système de gazoducs d'Alliance et de 68 000 Mbtu par jour à l'égard du gazoduc de Gas Transmission Northwest (« GTN »), dont TCPL est propriétaire. Le contrat avec Alliance, venant à échéance en décembre 2015, permet à Suncor de transporter 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. Le contrat avec GTN, venant à échéance en 2023, permet à Suncor d'acheminer du gaz naturel jusqu'aux marchés du nord-ouest du Pacifique et de la Californie.

Suncor ne conclut habituellement pas de contrats d'approvisionnement à long terme pour vendre sa production de pétrole brut classique et de LGN; celle-ci est plutôt vendue aux termes de contrats au comptant ou de contrats résiliables moyennant un préavis relativement court. Notre production de pétrole brut classique est transportée au moyen de pipelines exploités par des sociétés de pipelines indépendantes. Nous ne comptons actuellement pas d'engagement relatif au transport du pétrole brut classique par pipeline.

## Produits principaux

Les ventes de gaz naturel et les ventes de LGN et de pétrole brut ont représenté respectivement 77 % et 22 % des produits des activités ordinaires consolidés du secteur Gaz naturel en 2010; le 1 % restant était lié principalement aux ventes de sous-produits de soufre. Le volume moyen des ventes quotidiennes et le pourcentage correspondant des produits des activités ordinaires enregistrés par le secteur Gaz naturel, classés par produit, pour chacun des deux derniers exercices sont les suivants :

| Produit             | 2010                 |   | 2009                 |   |
|---------------------|----------------------|---|----------------------|---|
|                     | Mpi <sup>3</sup> e/j | % des produits des activités ordinaires | Mpi <sup>3</sup> e/j | % des produits des activités ordinaires |
| Gaz naturel         | 522                  | 77                                      | 397                  | 76                                      |
| Pétrole brut et LGN | 53                   | 22                                      | 49                   | 23                                      |
| <b>Total</b>        | <b>575</b>           |   | <b>446</b>           |   |

## Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre secteur Gaz naturel, voir la rubrique « Facteurs de risque — Concurrence » de la présente notice annuelle.

## Impacts saisonniers

Les risques et incertitudes associés aux conditions climatiques et aux restrictions concernant la faune peuvent raccourcir la saison hivernale de forage, avoir une incidence sur les programmes printaniers et estivaux de forage et éventuellement entraîner un accroissement des coûts ou une réduction de la production.

## Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par les activités des exploitations de notre secteur Gaz naturel, voir la rubrique « Facteurs de risque — Réglementation gouvernementale » de la présente notice annuelle.

## International et extracôtier

Le secteur International et extracôtier exerce des activités d'exploration, de développement et de production de pétrole brut et de gaz naturel au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et dans la mer du Nord (principalement au Royaume-Uni et en Norvège) ainsi qu'aux termes de contrats en Libye et en Syrie. Le secteur International et extracôtier a des intérêts commerciaux dans ce qui suit, notamment :

### Côte Est du Canada

- Suncor exploite le champ pétrolifère Terra Nova et détient une participation de 37,675 % dans celui-ci;
- des participations de 20 % et de 19,5 % dans le champ pétrolifère Hibernia (y compris les blocs AA) et dans l'extension Hibernia South, respectivement;
- des participations de 27,5 % et de 26,125 % dans le champ pétrolifère White Rose et dans les extensions North Amethyst, West White Rose et South White Rose (collectivement, les « extensions White Rose »), respectivement;
- une participation de 22,7 % dans le champ pétrolifère Hebron;
- des participations dans 47 autres permis de découverte importants et dans 7 autres permis d'exploration au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

### Mer du Nord

- Une participation de 29,9 % dans le champ pétrolifère Buzzard;
- une participation de 26,69 % dans le projet de développement du secteur Golden Eagle.

### Libye

- Six CEPP visant à accroître le développement de ressources énergétiques dans les champs pétrolifères de la Libye. Les CEPP prévoient des possibilités d'exploration dans le bassin Sirte.

### Syrie

- Deux CPP en Syrie prévoyant le développement et la production de gaz naturel et d'autres hydrocarbures tirés de champs en Syrie. Un CPP vise le projet gazier Ebla tandis que l'autre vise un autre bloc d'exploration terrestre.

Dans le cadre de notre alignement commercial stratégique, Suncor s'est départie en 2010 de tous ses actifs de Trinité-et-Tobago et de certains actifs non essentiels dans la région de la mer du Nord, notamment tous ses actifs aux Pays-Bas.

## Exploration et production

### *Côte Est du Canada*

#### 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 brute de 960 000 barils. Terra Nova fut 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. La durée de production résiduelle du champ Terra Nova est estimée se situer entre 13 et 20 ans aux taux actuels.

Le 1<sup>er</sup> décembre 2010, les copropriétaires du 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<sup>er</sup> février 2005. Par conséquent, la participation directe de Suncor est passée de 33,990 % à 37,675 %, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Au 31 décembre 2010, 15 puits producteurs de pétrole, neuf puits d'injection d'eau et trois puits d'injection de gaz étaient exploités. La production du champ est transportée par des pétroliers faisant la navette entre le navire de PSD et un terminal de transbordement situé dans la baie de Plaisance ou, si l'horaire des pétroliers le permet, directement aux marchés. Le pétrole brut livré à l'installation de transbordement est transféré dans des réservoirs de stockage, puis chargé sur des pétroliers qui le transportent jusqu'aux marchés de l'Est du Canada et aux É.-U. Suncor détient une participation de 14 % dans l'installation de transbordement.

En 2010, la quote-part de Suncor de la production de Terra Nova a atteint en moyenne 23 200 b/j. Du H<sub>2</sub>S a été trouvé dans plusieurs puits de production au cours du quatrième trimestre de 2010. Les puits et installations touchés ont été fermés de façon sécuritaire pendant que la Société élabore un plan d'atténuation des impacts visant à corriger la situation de façon sécuritaire.

#### Hibernia et Hibernia South

Le champ pétrolifère Hibernia, qui comprend les réservoirs Hibernia et Ben Nevis Avalon, est situé à environ 315 kilomètres 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 brute de 1,3 Mb. Les niveaux de production réels sont toutefois inférieurs, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir et la diminution naturelle. La production à partir du champ Hibernia a débuté en novembre 1997. La durée de production résiduelle du champ Hibernia est estimée se situer entre 25 et 30 ans aux taux actuels.

Des ententes fiscales définitives ont été signées entre les participants à la coentreprise et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en février 2010, établissant les principaux principes en matière de fiscalité, de participation et d'exploitation pour le développement de l'extension Hibernia South. Le plan de développement modifié du projet Hibernia South a été approuvé par le Canada Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (le « CNLOPB ») le 3 septembre 2010. Le gouvernement fédéral et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ont approuvé la décision du CNLOPB le 8 octobre 2010. Sous réserve de la conclusion de certaines ententes avec le gouvernement fédéral, la production à Hibernia South devrait débuter au milieu de l'exercice 2011, soit avec l'achèvement du premier ensemble de deux puits composé d'un puits producteur de pétrole et d'un puits d'injection d'eau.

Au 31 décembre 2010, 34 puits producteurs de pétrole, 24 puits d'injection d'eau et 6 puits d'injection de gaz étaient exploités. 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 et transporte aussi son pétrole brut vers les marchés de l'Est du Canada et les É.-U.

En 2010, la quote-part de Suncor de la production de Hibernia a atteint en moyenne 30 900 b/j.

## 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-et-Labrador, est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's. Exploité par Husky Oil Operations Limited, White Rose fait aussi appel à un navire de PSD (semblable à celui qui est utilisé pour le champ pétrolifère Terra Nova) ayant une capacité de production brute de 140 000 b/j et une capacité de stockage de 940 000 barils. La production du champ pétrolifère White Rose a commencé en novembre 2005. La durée de production résiduelle du champ est estimée se situer entre 15 et 18 ans aux taux actuels.

En décembre 2007, les participants à 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 des extensions White Rose a eu lieu. Le forage de développement est toujours en cours. Le développement de l'extension West White Rose sera divisé en deux stades. Le stade 1 a été approuvé au cours du deuxième trimestre de 2009. L'extraction de pétrole de l'extension West White Rose devrait débuter au milieu de l'exercice 2011 par suite de l'achèvement du premier puits de production. Les résultats du stade 1, combinés à une autre évaluation continue, aideront à définir la portée des travaux du stade 2.

Au 31 décembre 2010, 10 puits producteurs de pétrole et 12 puits d'injection d'eau étaient exploités. White Rose utilise le même terminal de transbordement et le même système de pétroliers navettes que ceux qui sont actuellement utilisés pour les champs pétrolifères Hibernia et Terra Nova et transporte aussi son pétrole brut directement vers les marchés de l'Est du Canada et les É.-U.

En 2010, la quote-part de Suncor de la production de White Rose a atteint en moyenne 14 500 b/j.

## Hebron

Le projet Hebron est un gîte contenant un champ pétrolifère situé à 340 kilomètres au sud-est de St. John's. En août 2008, les participants à la coentreprise du 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 sera exploité par ExxonMobil Canada Ltd. 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 demande d'approbation du plan de développement devrait être présentée au cours du deuxième trimestre de 2011, et l'extraction de pétrole devrait débuter en 2017.

## Autres travaux d'exploration au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador

Outre les participations qu'elle détient dans des projets actuels de développement du secteur Côte Est du Canada, Suncor détient des participations dans certains autres gîtes et continue d'être à l'affût d'autres possibilités au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

## *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. Exploité par Nexen Petroleum U.K. Limited, le système utilisé pour le champ pétrolifère Buzzard a une capacité de production de 200 000 b/j de pétrole et de 60 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel. La production de pétrole à Buzzard a commencé en janvier 2007, et le champ a atteint sa production optimale vers le milieu de 2007. Le champ Buzzard s'appuie sur quatre plateformes reliées par un pont et supportant les installations de la tête du puits, les installations de production, les installations de traitement du soufre, les quartiers d'habitation et les services. Le pétrole brut est acheminé par l'entremise du réseau de pipelines Forties au terminal Kinneil, en Écosse, et le gaz naturel est acheminé par l'entremise du gazoduc Frigg au terminal gazier St. Fergus, en Écosse. La mise en service de la quatrième plateforme, installée en vue de retirer le H<sub>2</sub>S de la production de pétrole de certains segments du champ, a débuté en 2010 et se poursuivra pendant le premier trimestre de 2011. La durée de production résiduelle du champ devrait être d'environ 20 ans aux taux actuels.

Une convention a été conclue dans le but d'unifier les gîtes Pink, Hobby et Golden Eagle pour former un projet en phase préalable au développement appelé le projet de développement du secteur Golden Eagle. Un projet de développement est en cours, et la production de pétrole devrait commencer en 2014 ou en 2015.

En 2010, Suncor a conclu des conventions visant la vente d'actifs non essentiels situés au large des côtes du Royaume-Uni (Scott/Telford et Triton) et a réalisé la vente d'une partie de ces actifs. Suncor a également vendu ses actifs non essentiels situés au large des côtes des Pays-Bas.

En 2010, la quote-part de Suncor de la production dans la région de la mer du Nord s'est établie en moyenne à 79 000 bep/j, dont 55 500 bep/j provenaient du champ pétrolière Buzzard.

En Norvège, la Société a achevé son premier puits d'exploration exploité en janvier 2010 et y a trouvé des hydrocarbures. Un puits d'appréciation a été foré et testé au cours du premier trimestre de 2010, permettant de constater des résultats positifs. Des évaluations plus poussées sont nécessaires pour déterminer la taille éventuelle de ce gîte.

#### *Libye*

Suncor exerce ses activités en Libye aux termes de CEPP qui prévoient que la Société acquitte 50 % des frais, qu'elle récupère au moyen de sa quote-part de 12 % dans la production. La production restante est répartie entre Suncor et le gouvernement de la Libye. Les CEPP, qui viennent à échéance en 2033, permettent à Suncor et à la NOC de concevoir et d'assurer conjointement le redéveloppement des champs existants dans le bassin Sirte.

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 de la CEPP par Petro-Canada en 2008. Au 31 décembre 2010, la valeur non actualisée de l'obligation restante de Suncor était de 290 M\$ US, payable sous forme de versements échelonnés en 2013. 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 335 M\$ US. Le défaut, par Suncor, de remplir ses engagements en ce qui a trait à l'exploration ou au paiement de primes à la signature pourraient entraîner la résiliation des CEPP par la NOC, ce qui pourrait faire en sorte que Suncor perde tous ses droits de production en Libye.

En 2010, la quote-part de Suncor de la production en Libye s'est établie en moyenne à 35 200 bep/j.

#### *Syrie*

Le projet gazier Ebla est exploité aux termes d'un CPP qui prévoit que la Société acquitte 100 % des frais, qu'elle récupère au moyen de sa quote-part de 40 % dans la production, déduction faite de redevances de l'ordre de 12,5 %. La profit restant est réparti entre Suncor et le gouvernement de la Syrie. Le CPP visant Ebla viendra à échéance en avril 2035.

La première production commerciale de gaz naturel tiré d'Ebla a été réalisée le 10 avril 2010. L'extraction de pétrole a débuté le 10 décembre 2010. Le transfert du titre de propriété des hydrocarbures au gouvernement de la Syrie est régi par les conditions du CPP et des contrats de vente afférents.

Situé dans le bassin gazier du centre de la Syrie, le projet Ebla comprend les secteurs de développement Ash Shaer et Cherrife, d'une superficie combinée de 300 000 acres (soit environ 1 251 kilomètres carrés). Le projet de développement Ebla comprend les puits de production gazière, une installation de collecte et de compression, environ 80 kilomètres de gazoducs et une usine de traitement du gaz. L'installation est conçue de manière à produire 80 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, en plus des volumes connexes de gaz naturel liquéfié (« GNL ») 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. Les volumes de GNL sont livrés par camion aux plus importantes villes syriennes. Les produits de condensation et le pétrole sont transportés à la raffinerie Baniyas en Syrie.

En 2010, la quote-part de Suncor de la production en Syrie s'est établie en moyenne à 11 600 bep/j.

#### *Trinité-et-Tobago*

Le 5 août 2010, la Société a réalisé la vente de ses actifs situés à Trinité-et-Tobago. Avant la vente, la quote-part de Suncor de la production à Trinité-et-Tobago s'est établie en moyenne à 11 300 bep/j.



## Produits principaux

Les ventes de pétrole brut et de LGN ont représenté 92 % et les ventes de gaz naturel ont représenté 8 % des produits des activités ordinaires consolidés du secteur International et extracôtier. Le volume des ventes quotidiennes et le pourcentage correspondant des produits des activités ordinaires enregistrés par le secteur International et extracôtier, classés par produit, pour 2010, 2009 et les cinq derniers mois de 2009 sont les suivants :

| Produit             | Exercice terminé le<br>31 décembre 2010 |  | Exercice terminé le<br>31 décembre 2009 |  |
|---------------------|---|--|---|--|
|                     | kbep/j                                  | % des produits des<br>activités ordinaires | kbep/j                                  | % des produits des<br>activités ordinaires |
| Pétrole brut et LGN | 179,6                                   | 92   | 66,8                                    | 95   |
| Gaz naturel         | 21,5                                    | 8  | 8,1                                     | 5  |
| Total               | 201,1                                   |  | 74,9                                    |  |

| Produit             | Période de cinq mois terminée le<br>31 décembre 2009 <sup>(1)</sup> |   |
|---------------------|---|---|
|                     | kbep/j  | % des produits<br>des activités<br>ordinaires |
| Pétrole brut et LGN | 159,5   | 95  |
| Gaz naturel         | 19,3  | 5   |
| Total               | 178,8   |   |

(1) Compte tenu des ventes réalisées postérieurement à la fusion du 1<sup>er</sup> août 2009 avec Petro-Canada.

### Ventes de pétrole brut classique et de gaz naturel

Nous ne concluons habituellement pas d'ententes d'approvisionnement à long terme à l'égard de la production provenant de nos exploitations dans la Côte Est du Canada ou dans la région de la mer du Nord; cette production est plutôt généralement vendue aux termes de contrats au comptant ou de contrats pouvant être résiliés moyennant un préavis relativement court.

Environ 20 000 b/j de la quote-part de Suncor de la production de Hibernia a été vendue à notre raffinerie de Montréal.

Les hydrocarbures produits en Libye sont commercialisés par le gouvernement de la Libye, pour le compte de Suncor.

Le transfert du titre de propriété des hydrocarbures au gouvernement de la Syrie est régi par les conditions du CPP et des contrats de vente afférentes.

### Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre secteur International et extracôtier, voir la rubrique « Facteurs de risque — Concurrence » de la présente notice annuelle.

### Impacts saisonniers

Les principaux impacts saisonniers touchant le secteur International et extracôtier sont causés par les tempêtes hivernales, la banquise, les icebergs et le brouillard au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Pendant la saison des tempêtes hivernales (d'octobre à mars), nous pourrions devoir réduire les taux de production à nos installations extracôtières en raison d'une capacité de stockage limitée et de l'incapacité de décharger les pétroliers navettes à cause de la hauteur des vagues. Nous subissons également des impacts saisonniers durant la période printanière en raison de la présence de la banquise et d'icebergs qui dérivent jusque dans la zone où se trouvent nos installations extracôtières. Par précaution, nous avons interrompu la production du navire de PSD et connu des retards de forage dus à la banquise et aux icebergs. À la fin du printemps et au début de l'été, le brouillard a également une incidence sur notre capacité de transférer du personnel aux installations extracôtières par hélicoptère.

## Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par les activités de nos exploitations du secteur International et extracôtier, voir la rubrique « Facteurs de risque — Réglementation gouvernementale » de la présente notice annuelle.

## Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation :

- est propriétaire-exploitant de raffineries à Edmonton, en Alberta, à Montréal, au Québec, à Sarnia, en Ontario, et à Commerce City, au Colorado, qui ont une capacité globale de production de pétrole brut de 443 000 b/j;
- est propriétaire-exploitant d'une usine de lubrifiants à Mississauga, en Ontario;
- est propriétaire d'une participation de coentreprise dans une usine de produits pétrochimiques à Montréal, au Québec;
- est propriétaire-exploitant de réseaux de pipelines au Canada et aux É.-U. et détient une participation dans ceux-ci;
- est propriétaire-exploitant d'un réseau de terminaux de distribution partout au Canada ainsi qu'au Colorado;
- commercialise des produits raffinés auprès de clients de la vente au détail, de clients commerciaux et de clients industriels, principalement au Canada et au Colorado, au moyen d'une combinaison de stations-service de vente au détail appartenant à la Société, exploitées par des concessionnaires et dans le cadre de coentreprises, d'un vaste réseau de transport routier commercial canadien et d'un solide circuit de ventes en vrac.

## Activités de raffinage et d'approvisionnement de produits

### *Est de l'Amérique du Nord*

Notre raffinerie de Montréal a actuellement une capacité de production de pétrole brut de 130 000 b/j et elle produit 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. La raffinerie de Montréal produit également des charges d'alimentation pour notre usine de lubrifiants.

La raffinerie de Montréal 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 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.

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. L'usine produit principalement jusqu'à 350 000 tonnes métriques par année de paraxylène, qui est utilisée pour fabriquer des textiles de polyester et des bouteilles de plastique. ParaChem produit également du benzène, de l'hydrogène et des hydrocarbures aromatiques lourds.

Notre raffinerie de Sarnia a actuellement une capacité de production de pétrole brut de 85 000 b/j et elle produit de l'essence, des distillats et des produits pétrochimiques, qui sont principalement distribués en Ontario. Le 31 décembre 2010, la Société a résilié sa coentreprise avec Sun Petrochemicals Company, raffinerie ayant son siège à Toledo, en Ohio, qui gérait les ventes de produits pétrochimiques provenant de Sarnia. Ces produits pétrochimiques seront dorénavant commercialisés exclusivement par le secteur Raffinage et commercialisation.

La raffinerie de Sarnia traite tant du PBS que du pétrole brut classique. En 2010, nous avons raffiné 68 000 b/j de PBS, dont 31 300 b/j provenaient des exploitations de notre secteur Sables pétrolifères. En cas de perturbation importante de l'approvisionnement en PBS, la raffinerie de Sarnia a le choix de substituer à cette source d'autres sources de pétrole brut classique peu sulfureux ou sulfureux. Le reste des charges d'alimentation utilisées par la

raffinerie sont achetées auprès de tiers au moyen d'opérations au comptant ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis.

Afin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, Suncor importe et exporte des charges d'alimentation et des produits finis de la Côte Est. Suncor conclut aussi des ententes d'échange avec d'autres raffineurs de l'Est de l'Amérique du Nord afin de réduire les coûts de transport, d'équilibrer la disponibilité des produits et de tirer parti de notre actif.

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

#### *Ouest de l'Amérique du Nord*

Notre raffinerie d'Edmonton a actuellement une capacité de 135 000 b/j de pétrole brut et elle produit principalement de l'essence et des distillats, qui sont principalement distribués dans l'Ouest canadien.

La raffinerie d'Edmonton 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 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 copropriétaires) et d'autres producteurs exerçant des activités dans les régions de l'Athabasca et de Cold Lake, en Alberta. La raffinerie peut valoriser 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 de traiter 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.

Notre raffinerie de Commerce City a actuellement une capacité de distillation de pétrole brut combinée de 93 000 b/j et elle produit principalement de l'essence, du diesel et de l'asphalte. La plupart des produits raffinés qui sortent de la raffinerie sont distribués à des clients industriels, commerciaux, de gros et à des raffineurs au Colorado. Le reste de notre production est vendu par l'entremise d'un réseau de distribution au détail au Colorado.

Notre raffinerie de Commerce City traite du pétrole brut classique et, depuis l'achèvement de nos projets de désulfuration du diesel et d'intégration des sables pétrolifères, elle est dorénavant en mesure de traiter jusqu'à 15 000 b/j de PBS provenant des exploitations du secteur Sables pétrolifères de Suncor. En cas de perturbation importante de l'approvisionnement en pétrole brut, la raffinerie a le choix de substituer à cette source d'autres sources de pétrole brut peu sulfureux ou sulfureux. 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 source canadiennes. Les contrats d'achat de pétrole brut peuvent être renouvelés de mois en mois ou couvrir plusieurs années.

Afin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, Suncor importe et exporte des charges d'alimentation et des produits finis de la Côte Ouest. Suncor conclut aussi des ententes d'échange avec d'autres raffineurs de l'Ouest de l'Amérique du Nord afin de réduire les coûts de transport, d'équilibrer la disponibilité des produits et de tirer parti de notre actif.

Le tableau suivant résume les charges d'alimentation en brut et les utilisations des raffineries de Suncor pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

| Raffinerie    | Charges d'alimentation en brut quotidiennes moyennes de 2010 |                  |                    |   |  | Utilisation (%) |
|---------------|--|------------------|--------------------|---|--|-----------------|
|               | Charges d'alimentation en brut quotidiennes moyennes (kb/j)  | Classique (kb/j) | Synthétique (kb/j) | Synthétique provenant de sables pétrolifères (kb/j) |  |                 |
| Montréal      | 121,5  | 121,5            | —                  | —   |  | 94              |
| Sarnia        | 70,5   | 2,3              | 36,9               | 31,3  |  | 83              |
| Edmonton      | 118,6  | 25,9             | 39,6               | 53,1  |  | 88              |
| Commerce City | 99,0   | 89,3             | —                  | 9,7   |  | 106             |

## Transport et distribution

### *Est de l'Amérique du Nord*

Le pétrole brut utilisé par la raffinerie de Montréal est acheminé en grande partie par le pipeline Portland-Montréal, dans lequel Suncor détient une participation de 24 %. Les produits raffinés sont distribués par l'entremise du pipeline Trans-Northern (participation de 33 %) ainsi que par camion, par train et par navire.

Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie de Sarnia principalement par le réseau de pipelines d'Enbridge. Nous nous procurons nos charges d'alimentation de pétrole brut principalement dans l'Ouest canadien, mais en achetons périodiquement des É.-U. et d'autres pays. Le pétrole brut provenant de l'étranger est acheminé de Montréal à Sarnia par l'entremise du réseau de pipelines d'Enbridge. Nous n'avons pas d'engagement en matière de capacité ferme pour ces réseaux de pipelines. Les produits raffinés sont distribués par l'entremise du pipeline Sun-Canadian (participation de 55 %) et acheminés vers les principaux marchés en Ontario par l'entremise de terminaux à Toronto, Hamilton et London, ainsi que par navire et par train. La raffinerie de Sarnia a un accès restreint aux pipelines qui acheminent des produits raffinés aux É.-U.

### *Ouest de l'Amérique du Nord*

Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie d'Edmonton au moyen de pipelines appartenant à des tiers. Les produits raffinés sont distribués au moyen du pipeline Alberta Products (participation de 35 %), du pipeline TransMountain et du réseau de pipelines Enbridge. Les produits raffinés sont également acheminés vers les terminaux de distribution par camion et par train.

Environ 60 % du pétrole brut acheminé à la raffinerie de Commerce City est transporté par pipeline, et le reste est transporté par camion. Les produits raffinés sont distribués par camion et par train, au moyen d'un pipeline pour le carburant aviation jusqu'à l'aéroport international de Denver et au moyen d'un pipeline pour le diesel jusqu'à la gare de triage d'Union Pacific à Denver.

Aux États-Unis, Suncor est le propriétaire-exploitant du réseau de pipelines Rocky Mountain Crude Pipeline, qui va de Guernsey, au Wyoming, à Denver, au Colorado. Il s'agit d'un pipeline collectif qui transporte le pétrole brut vers notre raffinerie ainsi que celui d'autres expéditeurs. Nous sommes également les propriétaires-exploitants du pipeline Centennial, qui transporte le pétrole brut de Guernsey, au Wyoming, à Cheyenne, au Wyoming.

Le secteur Raffinage et commercialisation est le propriétaire-exploitant de 13 importants terminaux de produits raffinés au Canada et de deux 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.

## Commercialisation

Le réseau de stations-services au détail de Suncor est exploité sous la bannière Petro-Canada<sup>MC</sup> à l'échelle nationale. La plupart des sites de vente au détail et fonctionnant avec une carte de la bannière Sunoco<sup>MC</sup> dont Suncor est le propriétaire-exploitant ont changé de bannière pour adopter la bannière Petro-Canada<sup>MC</sup> en 2010. En plus d'être commercialisés dans nos points de vente au détail exclusifs, nos produits pétroliers sont offerts dans les installations de commerçants indépendants et de coentreprises. Dans le cadre de la fusion de Suncor avec Petro-Canada, le Bureau de la concurrence du Canada a exigé que Suncor se départisse de 104 sites de vente au détail en Ontario, ce que Suncor a fait en 2010.

Au 31 décembre 2010, le réseau de stations-services au détail de Suncor comprenait 1 457 points de vente au Canada. Les ventes annuelles d'essence et de carburants totalisaient en moyenne environ 5,1 millions de litres par site en 2010 et représentaient 19 % du marché national de la vente au détail (d'après les données publiées par Statistique Canada pour la période allant de janvier à octobre 2010). Notre réseau de vente au détail du Colorado était composé de 44 points de vente appartenant à Suncor.

| Sites de vente au détail   | Au 31 décembre |       |
|--|----------------|-------|
|  | 2010           | 2009  |
| Canada   |                |       |
| Stations-services au détail de la bannière Petro-Canada <sup>MC</sup>  | 1 447          | 1 318 |
| Stations-services au détail de la bannière Sunoco <sup>MC</sup>        | 10             | 280   |
| Total pour les stations-services au détail toutes bannières confondues | 1 457          | 1 598 |
| <b>Colorado</b>  |                |       |
| Stations-services au détail de la bannière Shell <sup>MD</sup>         | 37             | 37    |
| Stations-services au détail de la bannière Phillips 66 <sup>MD</sup>   | 7              | 7     |
| Total pour les stations-services au détail                             | 44             | 44    |

Suncor a conclu des contrats d'approvisionnement de produits avec 178 autres sites de la bannière Shell<sup>MD</sup> et 73 autres sites de la bannière Phillips 66<sup>MD</sup> au Colorado. Nous tirons également des revenus non reliés aux produits pétroliers de l'exploitation de dépanneurs et de lave-autos et de nos services de réparation et d'entretien.

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 notre réseau Petro-Pass, nous sommes le principal commerçant national dans le secteur du transport routier commercial au Canada. Qui plus est, nous vendons de grandes quantités de produits pétroliers directement à des grands clients des secteurs industriels et commerciaux ainsi qu'à des commerçants indépendants.

| Sites de vente en gros   | Au 31 décembre |      |
|--|----------------|------|
|  | 2010           | 2009 |
| Canada   |                |      |
| Sites de la bannière Petro-Canada <sup>MC</sup> fonctionnant avec une carte (Petro-Pass) | 249            | 235  |
| Sites de la bannière Sunoco <sup>MC</sup> fonctionnant avec une carte                    | —              | 49   |
|  | 249            | 284  |

## Produits principaux

Le volume des ventes quotidiennes et le pourcentage correspondant des produits des activités ordinaires enregistrés par le secteur Raffinage et commercialisation, pour chacun des deux derniers exercices, sont les suivants :

| Produit                                 | 2010                          |   | 2009                          |   |
|---|-------------------------------|---|-------------------------------|---|
|   | milliers de m <sup>3</sup> /j | % des produits des activités ordinaires | milliers de m <sup>3</sup> /j | % des produits des activités ordinaires |
| Essence <sup>(1)</sup>                  |                               |   |                               |   |
| Est de l'Amérique du Nord               | 22,2                          |   | 14,6                          |   |
| Ouest de l'Amérique du Nord             | 18,9                          |   | 13,0                          |   |
|   | 41,1                          | 48                                      | 27,6                          | 52                                      |
| Produits de distillation <sup>(2)</sup> |                               |   |                               |   |
| Est de l'Amérique du Nord               | 12,4                          |   | 8,8                           |   |
| Ouest de l'Amérique du Nord             | 18,5                          |   | 9,5                           |   |
|   | 30,9                          | 36                                      | 18,3                          | 33                                      |
| Autres <sup>(3)</sup>                   |                               |   |                               |   |
| Est de l'Amérique du Nord               | 10,7                          |   | 4,3                           |   |
| Ouest de l'Amérique du Nord             | 5,1                           |   | 4,7                           |   |
|   | 15,8                          | 16                                      | 9,0                           | 15                                      |
| Total                                   | 87,8                          |   | 54,9                          |   |

- (1) Comprend l'essence automobile et l'essence aviation.  
 (2) Comprend le carburant diesel, le mazout et le carburant aviation.  
 (3) Comprend le mazout lourd, l'asphalte, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfiés, les charges d'alimentation pétrochimiques et les autres produits pétroliers et non pétroliers.

| Produit                                 | Période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009 <sup>(1)</sup> |   |
|---|--|---|
|   | milliers de m <sup>3</sup> /j                                    | % des produits des activités ordinaires |
| Essence <sup>(2)</sup>                  |  |   |
| Est de l'Amérique du Nord               | 23,0   |   |
| Ouest de l'Amérique du Nord             | 18,9   |   |
|   | 41,9   | 51                                      |
| Produits de distillation <sup>(3)</sup> |  |   |
| Est de l'Amérique du Nord               | 13,4   |   |
| Ouest de l'Amérique du Nord             | 15,4   |   |
|   | 28,8   | 34                                      |
| Autres <sup>(4)</sup>                   |  |   |
| Est de l'Amérique du Nord               | 6,9  |   |
| Ouest de l'Amérique du Nord             | 7,2  |   |
|   | 14,1   | 15                                      |
| <b>Total</b>                            | <b>84,8</b>  |   |

- (1) Compte tenu des ventes réalisées postérieurement à la fusion du 1<sup>er</sup> août 2009 avec Petro-Canada.  
 (2) Comprend l'essence automobile et l'essence aviation.  
 (3) Comprend le carburant diesel, le mazout et le carburant aviation.  
 (4) Comprend le mazout lourd, l'asphalte, les gaz de pétrole liquéfiés, les charges d'alimentation pétrochimiques et les autres produits pétroliers et non pétroliers.

## Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre secteur Raffinage et commercialisation, voir la rubrique « Facteurs de risque — Concurrence » de la présente notice annuelle.

## Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par les activités de nos exploitations du secteur Raffinage et commercialisation, voir la rubrique « Facteurs de risque — Réglementation gouvernementale » de la présente notice annuelle.

## Autres entreprises de Suncor

### Énergie renouvelable

Les participations de Suncor dans le secteur de l'énergie renouvelable comprennent quatre projets éoliens et deux autres projets actuellement en construction de même que la plus grande usine d'éthanol au Canada par volume de production.

L'énergie éolienne est l'une des formes d'énergie verte les plus économiques. Suncor est un pionnier canadien dans le domaine de l'énergie éolienne; elle détient des participations dans quatre parcs éoliens en exploitation, qui ont une capacité de production brute de 147 MW et réduisent les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) d'environ 284 000 tonnes par année. Suncor n'assure l'exploitation d'aucun de ces parcs. Deux autres projets de parcs éoliens, Wintering Hills et Kent Breeze, sont en construction et seront exploités par Suncor.

| Parc éolien | Lieu                    | Participation | Puissance (MW) | Turbines | Mise en service |
|-------------|-------------------------|---------------|----------------|----------|-----------------|
| 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            |

## **Biocarburants**

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 le 22 janvier 2011. Environ 40 millions de boisseaux de maïs par année seront nécessaires pour alimenter l'usine à la suite de l'agrandissement. En 2010, l'usine a produit 206 millions de litres d'éthanol.

## **Commerce d'énergie**

Notre secteur Commerce d'énergie 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.

## **Politiques importantes**

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 est à finaliser des lignes directrices spécifiques pour la politique concernant les relations avec les parties intéressées et la politique sur les questions autochtones. En 2011, Suncor prévoit tenir des séances de formation et de sensibilisation, qui devraient faciliter la poursuite de la mise en œuvre des politiques dans toute la Société.

## 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 31 décembre 2011, avec une date d'effet au 31 décembre 2010, et l'information a été établie au 16 février 2011.

### 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 »). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, Suncor avait demandé et obtenu auprès des autorités en valeurs mobilières canadiennes une dispense qui l'autorisait à présenter les données relatives à ses réserves au 31 décembre 2009 conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Suncor n'a pas demandé une telle dispense pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, de sorte que les soldes de clôture présentés en 2009 ont été retraités (par rapport à ceux présentés dans notre relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz du 31 décembre 2009) pour être conformes au Règlement 51-101.

Les données relatives aux réserves énoncées ci-après pour les activités d'exploitation minière et les activités in situ de Suncor au Canada sont fondées sur une évaluation réalisée par GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ ») en date du 31 décembre 2010 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 côtiers (« Gaz naturel ») et extracôtiers au Canada (« Côte Est du Canada »), dans la partie britannique de la mer du Nord (« Mer du Nord ») ainsi qu'en Syrie et en Lybie (collectivement, « Autres – International »), sont fondées sur les évaluations ou les examens réalisés par Sproule Associates Limited ou Sproule International Limited (collectivement, « Sproule ») en date du 31 décembre 2010 et sont contenues dans leurs rapports (les « rapports de Sproule »). Les données relatives aux réserves qui ont été examinées par Sproule ont été évaluées par les propres évaluateurs de réserves qualifiés de Suncor. Toutes les données factuelles fournies à GLJ et à Sproule (les « évaluateurs ») ont été acceptées telles qu'elles ont été présentées. Aucune inspection sur le terrain n'a été réalisée.

Les données relatives aux réserves constituent un sommaire des réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel 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 coûts associés à la réglementation environnementale, l'incidence des activités de couverture ou les obligations associées à certains frais d'abandon et à tous les frais de remise en état des puits, des pipelines, des gazoducs, des installations et des mines. Les produits des activités ordinaires nets futurs ont été 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 ».

**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. Les estimations relatives à la récupération et aux réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel figurant dans les présentes ne sont que des estimations, et rien ne garantit que les réserves visées par les estimations seront récupérées. Les réserves réelles de pétrole, de gaz naturel et de liquides 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 aux rubriques « Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves », « Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves » et « Notes concernant les tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs » lorsqu'ils consultent les tableaux et les notes qui suivent. Pour obtenir de plus amples renseignements concernant les risques impliqués, voir la rubrique « Facteurs de risque — Incertitude quant aux estimations des réserves et des ressources » de la présente notice annuelle.**



**Sommaire des réserves de pétrole et de gaz**<sup>(1)(2)(3)</sup>  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts prévisionnels)

|   | PBS          |              | Bitume     |            | Pétrole léger et moyen |            | Gaz naturel      |                  | Liquides de gaz naturel |           |
|---|--------------|--------------|------------|------------|------------------------|------------|------------------|------------------|-------------------------|-----------|
|   | Brutes       | Nettes       | Brutes     | Nettes     | Brutes                 | Nettes     | Brutes           | Nettes           | Brutes                  | Nettes    |
|   | Mb           | Mb           | Mb         | Mb         | Mb                     | Mb         | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | Mb                      | Mb        |
| <b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>               |              |              |            |            |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière  | 2 084        | 1 779        | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 121          | 113          | 37         | 30         | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada  | —            | —            | —          | —          | 53                     | 39         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel   | —            | —            | —          | —          | 10                     | 9          | 953              | 806              | 8                       | 5         |
| Total – Canada  | 2 205        | 1 892        | 37         | 30         | 63                     | 48         | 953              | 806              | 8                       | 5         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                  | —            | —            | —          | —          | 86                     | 86         | 10               | 10               | 1                       | 1         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                       | —            | —            | —          | —          | 102                    | 37         | 251              | 166              | 8                       | 5         |
| <b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>   | <b>2 205</b> | <b>1 892</b> | <b>37</b>  | <b>30</b>  | <b>251</b>             | <b>172</b> | <b>1 214</b>     | <b>982</b>       | <b>16</b>               | <b>11</b> |
| <b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>             |              |              |            |            |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière  | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 50           | 47           | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada  | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel   | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | 41               | 31               | —                       | —         |
| Total – Canada  | 50           | 47           | —          | —          | —                      | —          | 41               | 31               | —                       | —         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                  | —            | —            | —          | —          | 13                     | 13         | —                | —                | —                       | —         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                       | —            | —            | —          | —          | 32                     | 12         | —                | —                | —                       | —         |
| <b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b> | <b>50</b>    | <b>47</b>    | <b>—</b>   | <b>—</b>   | <b>45</b>              | <b>25</b>  | <b>42</b>        | <b>32</b>        | <b>—</b>                | <b>—</b>  |
| <b><i>Prouvées non développées</i></b>                      |              |              |            |            |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière  | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 651          | 561          | 360        | 307        | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada  | —            | —            | —          | —          | 28                     | 22         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel   | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | 118              | 109              | —                       | —         |
| Total – Canada  | 651          | 561          | 360        | 307        | 28                     | 22         | 118              | 109              | —                       | —         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                  | —            | —            | —          | —          | 19                     | 19         | 1                | 1                | —                       | —         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                       | —            | —            | —          | —          | 7                      | 3          | —                | —                | —                       | —         |
| <b>Total des réserves prouvées non développées</b>          | <b>651</b>   | <b>561</b>   | <b>360</b> | <b>307</b> | <b>54</b>              | <b>44</b>  | <b>120</b>       | <b>110</b>       | <b>—</b>                | <b>—</b>  |

Voir les notes (1) à (5) 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<sup>(1)(2)(3)</sup> (suite)**  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts prévisionnels)

|   | PBS          |              | Bitume       |              | Pétrole léger et moyen |            | Gaz naturel      |                  | Liquides de gaz naturel |           |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|------------|------------------|------------------|-------------------------|-----------|
|   | Brutes       | Nettes       | Brutes       | Nettes       | Brutes                 | Nettes     | Brutes           | Nettes           | Brutes                  | Nettes    |
|   | Mb           | Mb           | Mb           | Mb           | Mb                     | Mb         | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | Mb                      | Mb        |
| <b>Prouvées</b>                                 |              |              |              |              |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière                            | 2 084        | 1 779        | —            | —            | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 822          | 722          | 397          | 337          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada                              | —            | —            | —            | —            | 81                     | 61         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel                                     | —            | —            | —            | —            | 10                     | 9          | 1 113            | 946              | 8                       | 5         |
| Total – Canada                                  | 2 906        | 2 500        | 397          | 337          | 91                     | 70         | 1 113            | 946              | 8                       | 5         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                      | —            | —            | —            | —            | 118                    | 118        | 12               | 12               | 1                       | 1         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>           | —            | —            | —            | —            | 141                    | 52         | 251              | 166              | 8                       | 5         |
| <b>Total des réserves prouvées</b>              | <b>2 906</b> | <b>2 500</b> | <b>397</b>   | <b>337</b>   | <b>350</b>             | <b>241</b> | <b>1 376</b>     | <b>1 124</b>     | <b>17</b>               | <b>11</b> |
| <b>Probables</b>                                |              |              |              |              |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière                            | 542          | 462          | 37           | 30           | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 462          | 360          | 1 850        | 1 493        | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada                              | —            | —            | —            | —            | 149                    | 96         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel                                     | —            | —            | —            | —            | 7                      | 5          | 374              | 307              | 3                       | 3         |
| Total – Canada                                  | 1 003        | 821          | 1 887        | 1 523        | 155                    | 102        | 374              | 307              | 3                       | 3         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                      | —            | —            | —            | —            | 57                     | 57         | 4                | 4                | —                       | —         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>           | —            | —            | —            | —            | 101                    | 39         | 281              | 157              | 9                       | 5         |
| <b>Total des réserves probables</b>             | <b>1 003</b> | <b>821</b>   | <b>1 887</b> | <b>1 523</b> | <b>313</b>             | <b>198</b> | <b>660</b>       | <b>468</b>       | <b>13</b>               | <b>8</b>  |
| <b>Prouvées et probables</b>                    |              |              |              |              |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière                            | 2 626        | 2 240        | 37           | 30           | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 1 283        | 1 081        | 2 247        | 1 830        | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada                              | —            | —            | —            | —            | 230                    | 158        | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel                                     | —            | —            | —            | —            | 17                     | 14         | 1 488            | 1 253            | 11                      | 7         |
| Total – Canada                                  | 3 909        | 3 321        | 2 284        | 1 860        | 247                    | 172        | 1 488            | 1 253            | 11                      | 7         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                      | —            | —            | —            | —            | 175                    | 175        | 16               | 16               | 1                       | 1         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>           | —            | —            | —            | —            | 241                    | 91         | 532              | 323              | 17                      | 10        |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b> | <b>3 909</b> | <b>3 321</b> | <b>2 284</b> | <b>1 860</b> | <b>663</b>             | <b>439</b> | <b>2 036</b>     | <b>1 592</b>     | <b>29</b>               | <b>19</b> |

Voir les notes (1) à (5) 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**<sup>(1)(2)(3)</sup>  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts constants)

|   | PBS          |              | Bitume     |            | Pétrole léger et moyen |            | Gaz naturel      |                  | Liquides de gaz naturel |           |
|---|--------------|--------------|------------|------------|------------------------|------------|------------------|------------------|-------------------------|-----------|
|   | Brutes       | Nettes       | Brutes     | Nettes     | Brutes                 | Nettes     | Brutes           | Nettes           | Brutes                  | Nettes    |
|   | Mb           | Mb           | Mb         | Mb         | Mb                     | Mb         | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | Mb                      | Mb        |
| <b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>               |              |              |            |            |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière  | 2 084        | 1 792        | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 121          | 115          | 37         | 30         | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada  | —            | —            | —          | —          | 53                     | 40         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel   | —            | —            | —          | —          | 10                     | 10         | 874              | 756              | 7                       | 5         |
| Total – Canada  | 2 205        | 1 907        | 37         | 30         | 63                     | 50         | 874              | 756              | 7                       | 5         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                  | —            | —            | —          | —          | 86                     | 87         | 10               | 10               | 1                       | 1         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                       | —            | —            | —          | —          | 102                    | 37         | 246              | 166              | 8                       | 5         |
| <b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>   | <b>2 205</b> | <b>1 907</b> | <b>37</b>  | <b>30</b>  | <b>251</b>             | <b>173</b> | <b>1 130</b>     | <b>933</b>       | <b>16</b>               | <b>11</b> |
| <b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>             |              |              |            |            |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière  | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 50           | 48           | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada  | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel   | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | 25               | 20               | —                       | —         |
| Total – Canada  | 50           | 48           | —          | —          | —                      | —          | 25               | 20               | —                       | —         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                  | —            | —            | —          | —          | 13                     | 13         | —                | —                | —                       | —         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                       | —            | —            | —          | —          | 32                     | 12         | —                | —                | —                       | —         |
| <b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b> | <b>50</b>    | <b>48</b>    | <b>—</b>   | <b>—</b>   | <b>45</b>              | <b>25</b>  | <b>25</b>        | <b>20</b>        | <b>—</b>                | <b>—</b>  |
| <b><i>Prouvées non développées</i></b>                      |              |              |            |            |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière  | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 652          | 577          | 360        | 318        | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada  | —            | —            | —          | —          | 27                     | 21         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel   | —            | —            | —          | —          | —                      | —          | 79               | 74               | —                       | —         |
| Total – Canada  | 652          | 577          | 360        | 318        | 27                     | 21         | 79               | 74               | —                       | —         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                  | —            | —            | —          | —          | 19                     | 19         | 1                | 1                | —                       | —         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                       | —            | —            | —          | —          | 7                      | 3          | —                | —                | —                       | —         |
| <b>Total des réserves prouvées non développées</b>          | <b>652</b>   | <b>577</b>   | <b>360</b> | <b>318</b> | <b>52</b>              | <b>43</b>  | <b>80</b>        | <b>75</b>        | <b>—</b>                | <b>—</b>  |

Voir les notes (1) à (5) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.

Voir la rubrique « Notes concernant les tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs » pour obtenir des renseignements importants concernant les prix et coûts constants.

**Sommaire des réserves de pétrole et de gaz<sup>(1)(2)(3)</sup> (suite)**  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts constants)

|   | PBS          |              | Bitume       |              | Pétrole léger et moyen |            | Gaz naturel      |                  | Liquides de gaz naturel |           |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|------------|------------------|------------------|-------------------------|-----------|
|   | Brutes       | Nettes       | Brutes       | Nettes       | Brutes                 | Nettes     | Brutes           | Nettes           | Brutes                  | Nettes    |
|   | Mb           | Mb           | Mb           | Mb           | Mb                     | Mb         | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | Mb                      | Mb        |
| <b>Prouvées</b>                                 |              |              |              |              |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière                            | 2 084        | 1 792        | —            | —            | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 822          | 739          | 397          | 348          | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada                              | —            | —            | —            | —            | 79                     | 61         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel                                     | —            | —            | —            | —            | 10                     | 10         | 978              | 850              | 8                       | 5         |
| Total – Canada                                  | 2 906        | 2 531        | 397          | 348          | 90                     | 70         | 978              | 850              | 8                       | 5         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                      | —            | —            | —            | —            | 118                    | 118        | 12               | 12               | 1                       | 1         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>           | —            | —            | —            | —            | 140                    | 52         | 246              | 166              | 8                       | 5         |
| <b>Total des réserves prouvées</b>              | <b>2 906</b> | <b>2 531</b> | <b>397</b>   | <b>348</b>   | <b>348</b>             | <b>240</b> | <b>1 235</b>     | <b>1 028</b>     | <b>17</b>               | <b>11</b> |
| <b>Probables</b>                                |              |              |              |              |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière                            | 542          | 472          | 37           | 31           | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 462          | 384          | 1 850        | 1 580        | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada                              | —            | —            | —            | —            | 150                    | 99         | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel                                     | —            | —            | —            | —            | 3                      | 3          | 259              | 221              | 2                       | 2         |
| Total – Canada                                  | 1 003        | 856          | 1 887        | 1 612        | 153                    | 102        | 259              | 221              | 2                       | 2         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                      | —            | —            | —            | —            | 58                     | 58         | 4                | 4                | —                       | —         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>           | —            | —            | —            | —            | 101                    | 41         | 277              | 157              | 9                       | 5         |
| <b>Total des réserves probables</b>             | <b>1 003</b> | <b>856</b>   | <b>1 887</b> | <b>1 612</b> | <b>312</b>             | <b>200</b> | <b>540</b>       | <b>382</b>       | <b>12</b>               | <b>7</b>  |
| <b>Prouvées et probables</b>                    |              |              |              |              |                        |            |                  |                  |                         |           |
| Exploitation minière                            | 2 626        | 2 264        | 37           | 31           | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| In situ   | 1 283        | 1 124        | 2 247        | 1 928        | —                      | —          | —                | —                | —                       | —         |
| Côte Est du Canada                              | —            | —            | —            | —            | 230                    | 160        | —                | —                | —                       | —         |
| Gaz naturel                                     | —            | —            | —            | —            | 14                     | 12         | 1 237            | 1 071            | 10                      | 7         |
| Total – Canada                                  | 3 909        | 3 387        | 2 284        | 1 959        | 243                    | 172        | 1 237            | 1 071            | 10                      | 7         |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                      | —            | —            | —            | —            | 176                    | 176        | 16               | 16               | 1                       | 1         |
| Autres – International <sup>(5)</sup>           | —            | —            | —            | —            | 241                    | 92         | 523              | 323              | 17                      | 10        |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b> | <b>3 909</b> | <b>3 387</b> | <b>2 284</b> | <b>1 959</b> | <b>660</b>             | <b>440</b> | <b>1 776</b>     | <b>1 410</b>     | <b>28</b>               | <b>18</b> |

Voir les notes (1) à (5) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.

Voir la rubrique « Notes concernant les tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs » pour obtenir des renseignements importants concernant les prix et coûts constants.

**Variation des réserves brutes de pétrole<sup>(1)(2)(3)</sup>**  
**au 31 décembre 2010**  
**(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 |
|  |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| <b>31 décembre 2009<sup>(6)</sup></b>                      |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                                       | 2 202        | 591          | 2 794                 | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| In situ  | 734          | 665          | 1 398                 | 450         | 1 560        | 2 010                 | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 89                     | 137         | 226                   |
| Gaz naturel  | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 15                     | 6           | 21                    |
| Total – Canada   | 2 936        | 1 256        | 4 192                 | 450         | 1 560        | 2 010                 | 104                    | 143         | 247                   |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 141                    | 70          | 210                   |
| États-Unis   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 23                     | 4           | 28                    |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 125                    | 133         | 258                   |
| <b>Total</b>   | <b>2 936</b> | <b>1 256</b> | <b>4 192</b>          | <b>450</b>  | <b>1 560</b> | <b>2 010</b>          | <b>393</b>             | <b>350</b>  | <b>743</b>            |
| <b>Extensions et récupération améliorées<sup>(7)</sup></b> |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                                       | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| In situ  | 14           | (8)          | 6                     | 2           | 6            | 8                     | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 6                      | 2           | 9                     |
| Gaz naturel  | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Total – Canada   | 14           | (8)          | 6                     | 2           | 6            | 8                     | 6                      | 3           | 9                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| États-Unis   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 6                      | 8           | 13                    |
| <b>Total</b>   | <b>14</b>    | <b>(8)</b>   | <b>6</b>              | <b>2</b>    | <b>6</b>     | <b>8</b>              | <b>12</b>              | <b>11</b>   | <b>22</b>             |
| <b>Révisions techniques<sup>(8)</sup></b>                  |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                                       | (29)         | (50)         | (79)                  | —           | 37           | 37                    | —                      | —           | —                     |
| In situ  | 91           | (195)        | (105)                 | (45)        | 284          | 239                   | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 12                     | 8           | 20                    |
| Gaz naturel  | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | (2)         | (2)                   |
| Total – Canada   | 62           | (245)        | (184)                 | (45)        | 321          | 276                   | 12                     | 6           | 18                    |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 8                      | (6)         | 2                     |
| États-Unis   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 22                     | (40)        | (18)                  |
| <b>Total</b>   | <b>62</b>    | <b>(245)</b> | <b>(184)</b>          | <b>(45)</b> | <b>321</b>   | <b>276</b>            | <b>42</b>              | <b>(40)</b> | <b>2</b>              |
| <b>Découvertes<sup>(9)</sup></b>                           |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                                       | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| In situ  | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | 2           | 2                     |
| Gaz naturel  | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Total – Canada   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | 2           | 2                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| États-Unis   | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| <b>Total</b>   | <b>—</b>     | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>—</b>    | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>—</b>               | <b>2</b>    | <b>2</b>              |

Voir les notes (1) à (11) 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<sup>(1)(2)(3)</sup> (suite)**  
au 31 décembre 2010  
(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 |
|  |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| <b>Acquisitions</b>                        |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                       | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| In situ                                    | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada                         | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Gaz naturel                                | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Total – Canada                             | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| États-Unis                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| <b>Total</b>                               | <b>—</b>     | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>—</b>    | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>—</b>               | <b>—</b>    | <b>—</b>              |
| <b>Aliénations<sup>(10)</sup></b>          |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                       | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| In situ                                    | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada                         | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Gaz naturel                                | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (2)                    | (1)         | (2)                   |
| Total – Canada                             | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (2)                    | (1)         | (2)                   |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (4)                    | (6)         | (10)                  |
| États-Unis                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (23)                   | (4)         | (27)                  |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| <b>Total</b>                               | <b>—</b>     | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>—</b>    | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>(29)</b>            | <b>(11)</b> | <b>(39)</b>           |
| <b>Facteurs économiques<sup>(11)</sup></b> |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                       | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| In situ                                    | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada                         | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Gaz naturel                                | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (3)                    | 3           | —                     |
| Total – Canada                             | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (3)                    | 3           | —                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| États-Unis                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| <b>Total</b>                               | <b>—</b>     | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>—</b>    | <b>—</b>     | <b>—</b>              | <b>(3)</b>             | <b>3</b>    | <b>—</b>              |
| <b>Production</b>                          |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                       | (89)         | —            | (89)                  | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| In situ                                    | (17)         | —            | (17)                  | (10)        | —            | (10)                  | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada                         | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (26)                   | —           | (26)                  |
| Gaz naturel                                | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (1)                    | —           | (1)                   |
| Total – Canada                             | (106)        | —            | (106)                 | (10)        | —            | (10)                  | (27)                   | —           | (27)                  |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (27)                   | —           | (27)                  |
| États-Unis                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | (13)                   | —           | (13)                  |
| <b>Total</b>                               | <b>(106)</b> | <b>—</b>     | <b>(106)</b>          | <b>(10)</b> | <b>—</b>     | <b>(10)</b>           | <b>(67)</b>            | <b>—</b>    | <b>(67)</b>           |
| <b>31 décembre 2010</b>                    |              |              |                       |             |              |                       |                        |             |                       |
| Exploitation minière                       | 2 084        | 542          | 2 626                 | —           | 37           | 37                    | —                      | —           | —                     |
| In situ                                    | 822          | 462          | 1 283                 | 397         | 1 850        | 2 247                 | —                      | —           | —                     |
| Côte Est du Canada                         | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 81                     | 149         | 230                   |
| Gaz naturel                                | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 10                     | 7           | 17                    |
| Total – Canada                             | 2 906        | 1 003        | 3 909                 | 397         | 1 887        | 2 284                 | 91                     | 155         | 247                   |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 118                    | 57          | 175                   |
| États-Unis                                 | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | —                      | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —            | —            | —                     | —           | —            | —                     | 141                    | 101         | 241                   |
| <b>Total</b>                               | <b>2 906</b> | <b>1 003</b> | <b>3 909</b>          | <b>397</b>  | <b>1 887</b> | <b>2 284</b>          | <b>350</b>             | <b>313</b>  | <b>663</b>            |

Voir les notes (1) à (11) 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 gaz naturel et de LGN<sup>(1)(2)(3)</sup>**  
**au 31 décembre 2010**  
**(prix et coûts prévisionnels)**

|   | Gaz naturel      |                  |                       | Liquides de gaz naturel |             |                       |
|---|------------------|------------------|-----------------------|-------------------------|-------------|-----------------------|
|   | Prouvées         | Probables        | Prouvées et probables | Prouvées                | Probables   | Prouvées et probables |
|   | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup>      | Mb                      | Mb          | Mb                    |
| <b>31 décembre 2009<sup>(6)</sup></b>                     |                  |                  |                       |                         |             |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada                       | 1 547            | 712              | 2 259                 | 18                      | 6           | 24                    |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                | 29               | 74               | 102                   | 2                       | 1           | 3                     |
| États-Unis  | 154              | 26               | 180                   | —                       | —           | —                     |
| Trinité-et-Tobago   | 172              | 90               | 263                   | —                       | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                     | 341              | 613              | 953                   | 9                       | 19          | 28                    |
| <b>Total</b>  | <b>2 243</b>     | <b>1 515</b>     | <b>3 757</b>          | <b>29</b>               | <b>26</b>   | <b>55</b>             |
| <b>Extensions et récupération améliorée<sup>(7)</sup></b> |                  |                  |                       |                         |             |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada                       | 39               | 78               | 116                   | —                       | —           | —                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| États-Unis  | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| Trinité-et-Tobago   | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                     | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| <b>Total</b>  | <b>39</b>        | <b>78</b>        | <b>116</b>            | <b>—</b>                | <b>—</b>    | <b>—</b>              |
| <b>Révisions techniques<sup>(8)</sup></b>                 |                  |                  |                       |                         |             |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada                       | 161              | (191)            | (29)                  | (1)                     | —           | (1)                   |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                | 6                | (5)              | 1                     | (1)                     | (1)         | (1)                   |
| États-Unis  | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| Trinité-et-Tobago   | —                | 1                | 1                     | —                       | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                     | (68)             | (331)            | (400)                 | —                       | (9)         | (10)                  |
| <b>Total</b>  | <b>99</b>        | <b>(526)</b>     | <b>(427)</b>          | <b>(2)</b>              | <b>(10)</b> | <b>(12)</b>           |
| <b>Découvertes<sup>(9)</sup></b>                          |                  |                  |                       |                         |             |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada                       | 1                | —                | 2                     | —                       | —           | —                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                                | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| États-Unis  | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| Trinité-et-Tobago   | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>                     | —                | —                | —                     | —                       | —           | —                     |
| <b>Total</b>  | <b>1</b>         | <b>—</b>         | <b>2</b>              | <b>—</b>                | <b>—</b>    | <b>—</b>              |

Voir les notes (1) à (11) 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 gaz naturel et de LGN<sup>(1)(2)(3)</sup> (suite)**  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts prévisionnels)

|  | Gaz naturel      |                  |                       | Liquides de gaz naturel |            |                       |
|--|------------------|------------------|-----------------------|-------------------------|------------|-----------------------|
|  | Prouvées         | Probables        | Prouvées et probables | Prouvées                | Probables  | Prouvées et probables |
|  | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup>      | Mb                      | Mb         | Mb                    |
| <b>Acquisitions</b>                        |                  |                  |                       |                         |            |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada        | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| États-Unis                                 | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| Trinité-et-Tobago                          | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| <b>Total</b>                               | <b>—</b>         | <b>—</b>         | <b>—</b>              | <b>—</b>                | <b>—</b>   | <b>—</b>              |
| <b>Aliénations<sup>(10)</sup></b>          |                  |                  |                       |                         |            |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada        | (402)            | (133)            | (535)                 | (7)                     | (2)        | (10)                  |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | (11)             | (64)             | (75)                  | —                       | —          | —                     |
| États-Unis                                 | (151)            | (26)             | (177)                 | —                       | —          | —                     |
| Trinité-et-Tobago                          | (158)            | (92)             | (249)                 | —                       | —          | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| <b>Total</b>                               | <b>(722)</b>     | <b>(315)</b>     | <b>(1 036)</b>        | <b>(7)</b>              | <b>(2)</b> | <b>(10)</b>           |
| <b>Facteurs économiques<sup>(11)</sup></b> |                  |                  |                       |                         |            |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada        | (45)             | (92)             | (137)                 | —                       | —          | —                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| États-Unis                                 | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| Trinité-et-Tobago                          | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | 1                | —                | 1                     | —                       | —          | —                     |
| <b>Total</b>                               | <b>(44)</b>      | <b>(92)</b>      | <b>(136)</b>          | <b>—</b>                | <b>—</b>   | <b>—</b>              |
| <b>Production</b>                          |                  |                  |                       |                         |            |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada        | (189)            | —                | (189)                 | (2)                     | —          | (2)                   |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | (12)             | —                | (12)                  | —                       | —          | —                     |
| États-Unis                                 | (3)              | —                | (3)                   | —                       | —          | —                     |
| Trinité-et-Tobago                          | (15)             | —                | (15)                  | —                       | —          | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | (22)             | —                | (22)                  | (1)                     | —          | (1)                   |
| <b>Total</b>                               | <b>(241)</b>     | <b>—</b>         | <b>(241)</b>          | <b>(3)</b>              | <b>—</b>   | <b>(3)</b>            |
| <b>31 décembre 2010</b>                    |                  |                  |                       |                         |            |                       |
| Gaz naturel et total pour le Canada        | 1 113            | 374              | 1 488                 | 8                       | 3          | 11                    |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | 12               | 4                | 16                    | 1                       | —          | 1                     |
| États-Unis                                 | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| Trinité-et-Tobago                          | —                | —                | —                     | —                       | —          | —                     |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | 251              | 281              | 532                   | 8                       | 9          | 17                    |
| <b>Total</b>                               | <b>1 376</b>     | <b>659</b>       | <b>2 036</b>          | <b>17</b>               | <b>12</b>  | <b>29</b>             |

Voir les notes (1) à (11) 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 2010

- (1) Les chiffres indiqués dans les tableaux ci-dessus sont arrondis au Mb ou au Gpi<sup>3</sup> le plus près, selon le cas, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.
- (2) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations ou des examens effectués par GLJ et Sproule en date du 31 décembre 2010, sauf en ce qui a trait à certaines réserves se trouvant dans la mer du Nord (soit environ 15 % du total des réserves pour la mer du Nord), qui ont été évaluées par les évaluateurs de réserves qualifiés de Suncor et ont été examinées par Sproule. Les données relatives aux réserves ne tiennent pas compte des dessaisissements prévus après la date d'effet.
- (3) 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.
- (4) Aucune redevance n'est payable sur les réserves au Royaume-Uni. Les tableaux « Variation des réserves brutes de pétrole » et « Variation des réserves brutes de gaz naturel et de LGN » comprennent les exploitations de Suncor aux Pays-Bas, qui ont été vendues avec prise d'effet le 13 août 2010.
- (5) 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 seront 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 ».
- (6) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, Suncor avait présenté ses données conformément aux exigences d'information des États-Unis aux termes d'une dispense des exigences canadiennes. Par conséquent, les soldes de clôture présentés en 2009 ont été retraités pour être conformes au Règlement 51-101 et respecter le format de présentation pour la communication d'information sur les réserves au 31 décembre 2010.
- (7) 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.
- (8) 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.
- (9) 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.
- (10) Suncor a vendu ses actifs de gaz naturel aux États-Unis avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mars 2010, ses actifs de Trinité-et-Tobago avec prise d'effet le 5 août 2010 et ses exploitations aux Pays-Bas, comprises dans les réserves désignées sous « Mer du Nord » dans les tableaux « Variation des réserves brutes de pétrole » et « Variation des réserves brutes de gaz naturel et de LGN », avec prise d'effet le 13 août 2010.
- (11) Les facteurs économiques désignent les changements attribuables à la fixation des prix des produits.

### 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;

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 liquides de gaz naturel et de gaz naturel sont fondées sur les définitions et les lignes directrices contenues dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (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, 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 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). Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

- (i) « **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;
- (ii) « **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'auteur des estimations 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.

**Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs**  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts prévisionnels)

|   | Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets<br>futurs avant impôts, calculée au taux d'actualisation de %/an<br>(M\$) <sup>(1)</sup> |               |               |               |               | Valeur<br>unitaire <sup>(2)</sup> |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------------------|
|   | 0 %   | 5 %           | 10 %          | 15 %          | 20 %          | \$/bep                            |
| <b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>               |   |               |               |               |               |                                   |
| Exploitation minière  | 66 666  | 39 429        | 25 893        | 18 474        | 14 043        | 14,56                             |
| In situ   | 4 315   | 3 691         | 3 215         | 2 844         | 2 547         | 22,48                             |
| Côte Est du Canada  | 1 988   | 1 828         | 1 687         | 1 564         | 1 458         | 42,94                             |
| Gaz naturel   | 4 071   | 2 791         | 2 146         | 1 755         | 1 492         | 14,45                             |
| Total – Canada  | 77 041  | 47 740        | 32 941        | 24 636        | 19 540        | 15,62                             |
| Mer du Nord   | 6 491   | 5 681         | 5 056         | 4 563         | 4 166         | 56,38                             |
| Autres – International                                      | 4 861   | 3 640         | 2 895         | 2 399         | 2 046         | 41,39                             |
| <b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>   | <b>88 393</b>   | <b>57 061</b> | <b>40 892</b> | <b>31 598</b> | <b>25 751</b> | <b>18,02</b>                      |
| <b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>             |   |               |               |               |               |                                   |
| Exploitation minière  | —   | —             | —             | —             | —             | —                                 |
| In situ   | 1 896   | 1 472         | 1 168         | 945           | 779           | 24,80                             |
| Côte Est du Canada  | —   | —             | —             | —             | —             | —                                 |
| Gaz naturel   | 80  | 55            | 40            | 30            | 23            | 7,45                              |
| Total – Canada  | 1 976   | 1 527         | 1 209         | 976           | 802           | 23,01                             |
| Mer du Nord   | 991   | 756           | 599           | 490           | 411           | 46,58                             |
| Autres – International                                      | 1 109   | 620           | 374           | 239           | 158           | 31,33                             |
| <b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b> | <b>4 076</b>  | <b>2 903</b>  | <b>2 182</b>  | <b>1 705</b>  | <b>1 371</b>  | <b>28,22</b>                      |
| <b><i>Prouvées non développées</i></b>                      |   |               |               |               |               |                                   |
| Exploitation minière  | —   | —             | —             | —             | —             | —                                 |
| In situ   | 27 109  | 12 318        | 6 152         | 3 272         | 1 781         | 7,09                              |
| Côte Est du Canada  | 973   | 810           | 685           | 588           | 511           | 31,07                             |
| Gaz naturel   | 308   | 186           | 113           | 68            | 38            | 6,19                              |
| Total – Canada  | 28 390  | 13 314        | 6 950         | 3 928         | 2 330         | 7,65                              |
| Mer du Nord   | 1 404   | 1 141         | 951           | 810           | 702           | 49,88                             |
| Autres – International                                      | 197   | 137           | 99            | 72            | 52            | 31,57                             |
| <b>Total des réserves prouvées non développées</b>          | <b>29 991</b>   | <b>14 592</b> | <b>8 001</b>  | <b>4 810</b>  | <b>3 084</b>  | <b>8,59</b>                       |

(1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

(2) Les valeurs unitaires sont présentées 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 (suite)**  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts prévisionnels)

|   | Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets<br>futurs avant impôts, calculée au taux d'actualisation de %/an<br>(M\$) <sup>(1)</sup> |                |               |               |               | Valeur<br>unitaire <sup>(2)</sup> |
|---|---|----------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------------------|
|   | 0 %   | 5 %            | 10 %          | 15 %          | 20 %          | \$/bep                            |
| <b>Prouvées</b>                                 |   |                |               |               |               |                                   |
| Exploitation minière                            | 66 666  | 39 429         | 25 893        | 18 474        | 14 043        | 14,56                             |
| In situ   | 33 320  | 17 481         | 10 536        | 7 061         | 5 107         | 9,95                              |
| Côte Est du Canada                              | 2 961   | 2 638          | 2 371         | 2 151         | 1 968         | 38,67                             |
| Gaz naturel                                     | 4 459   | 3 032          | 2 300         | 1 853         | 1 554         | 13,35                             |
| Total – Canada                                  | 107 406   | 62 580         | 41 100        | 29 540        | 22 672        | 13,38                             |
| Mer du Nord                                     | 8 886   | 7 578          | 6 607         | 5 863         | 5 278         | 54,32                             |
| Autres – International                          | 6 167   | 4 396          | 3 368         | 2 710         | 2 257         | 39,61                             |
| <b>Total des réserves prouvées</b>              | <b>122 460</b>  | <b>74 554</b>  | <b>51 075</b> | <b>38 113</b> | <b>30 208</b> | <b>15,58</b>                      |
| <b>Probables</b>                                |   |                |               |               |               |                                   |
| Exploitation minière                            | 24 854  | 8 447          | 3 272         | 1 402         | 653           | 6,65                              |
| In situ   | 77 617  | 22 472         | 7 940         | 3 065         | 1 065         | 4,29                              |
| Côte Est du Canada                              | 7 033   | 5 204          | 4 028         | 3 232         | 2 672         | 41,75                             |
| Gaz naturel                                     | 1 835   | 836            | 461           | 280           | 176           | 7,83                              |
| Total – Canada                                  | 111 339   | 36 959         | 15 701        | 7 979         | 4 566         | 6,28                              |
| Mer du Nord                                     | 5 041   | 3 436          | 2 501         | 1 912         | 1 515         | 43,35                             |
| Autres – International                          | 5 775   | 3 415          | 2 221         | 1 554         | 1 149         | 31,73                             |
| <b>Total des réserves probables</b>             | <b>122 155</b>  | <b>43 810</b>  | <b>20 424</b> | <b>11 445</b> | <b>7 230</b>  | <b>7,77</b>                       |
| <b>Prouvées et probables</b>                    |   |                |               |               |               |                                   |
| Exploitation minière                            | 91 520  | 47 876         | 29 165        | 19 876        | 14 696        | 12,84                             |
| In situ   | 110 937   | 39 954         | 18 477        | 10 126        | 6 172         | 6,35                              |
| Côte Est du Canada                              | 9 994   | 7 842          | 6 399         | 5 384         | 4 640         | 40,56                             |
| Gaz naturel                                     | 6 294   | 3 869          | 2 761         | 2 133         | 1 730         | 11,94                             |
| Total – Canada                                  | 218 745   | 99 541         | 56 802        | 37 519        | 27 238        | 10,20                             |
| Mer du Nord                                     | 13 927  | 11 014         | 9 108         | 7 775         | 6 794         | 50,79                             |
| Autres – International                          | 11 942  | 7 813          | 5 590         | 4 264         | 3 406         | 36,06                             |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b> | <b>244 614</b>  | <b>118 368</b> | <b>71 500</b> | <b>49 558</b> | <b>37 438</b> | <b>12,11</b>                      |

(1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

(2) Les valeurs unitaires sont présentées 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 (suite)

au 31 décembre 2010

(prix et coûts prévisionnels)

|   | Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs<br>après impôts, calculée au taux d'actualisation de %/an<br>(M\$) <sup>(1)</sup> |               |               |               |               |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|
|   | 0 %   | 5 %           | 10 %          | 15 %          | 20 %          |
| <b>Prouvées développées exploitées</b>                      |   |               |               |               |               |
| Exploitation minière  | 50 377  | 29 410        | 19 145        | 13 580        | 10 281        |
| In situ   | 4 121   | 3 515         | 3 054         | 2 694         | 2 408         |
| Côte Est du Canada  | 1 363   | 1 246         | 1 141         | 1 049         | 969           |
| Gaz naturel   | 3 239   | 2 229         | 1 718         | 1 408         | 1 199         |
| Total – Canada  | 59 100  | 36 401        | 25 058        | 18 731        | 14 857        |
| Mer du Nord   | 3 037   | 2 675         | 2 393         | 2 169         | 1 988         |
| Autres – International                                      | 2 458   | 1 915         | 1 567         | 1 326         | 1 150         |
| <b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>   | <b>64 594</b>   | <b>40 990</b> | <b>29 018</b> | <b>22 226</b> | <b>17 995</b> |
| <b>Prouvées développées inexploitées</b>                    |   |               |               |               |               |
| Exploitation minière  | —   | —             | —             | —             | —             |
| In situ   | 1 468   | 1 149         | 921           | 752           | 625           |
| Côte Est du Canada  | —   | —             | —             | —             | —             |
| Gaz naturel   | 59  | 39            | 28            | 20            | 15            |
| Total – Canada  | 1 527   | 1 189         | 948           | 772           | 640           |
| Mer du Nord   | 496   | 388           | 317           | 268           | 233           |
| Autres – International                                      | 399   | 230           | 144           | 95            | 65            |
| <b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b> | <b>2 421</b>  | <b>1 807</b>  | <b>1 409</b>  | <b>1 135</b>  | <b>938</b>    |
| <b>Prouvées non développées</b>                             |   |               |               |               |               |
| Exploitation minière  | —   | —             | —             | —             | —             |
| In situ   | 20 029  | 8 766         | 4 132         | 1 998         | 910           |
| Côte Est du Canada  | 667   | 552           | 463           | 394           | 339           |
| Gaz naturel   | 228   | 130           | 73            | 37            | 14            |
| Total – Canada  | 20 925  | 9 448         | 4 668         | 2 429         | 1 264         |
| Mer du Nord   | 702   | 578           | 488           | 420           | 368           |
| Autres – International                                      | 70  | 49            | 35            | 25            | 19            |
| <b>Total des réserves prouvées non développées</b>          | <b>21 697</b>   | <b>10 075</b> | <b>5 191</b>  | <b>2 875</b>  | <b>1 650</b>  |

(1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

**Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (suite)**  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts prévisionnels)

|   | Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs<br>après impôts, calculée au taux d'actualisation de %/an<br>(M\$) <sup>(1)</sup> |               |               |               |               |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|
|   | 0 %   | 5 %           | 10 %          | 15 %          | 20 %          |
| <b>Prouvées</b>                                 |   |               |               |               |               |
| Exploitation minière                            | 50 377  | 29 410        | 19 145        | 13 580        | 10 281        |
| In situ   | 25 618  | 13 430        | 8 107         | 5 444         | 3 944         |
| Côte Est du Canada                              | 2 031   | 1 799         | 1 604         | 1 443         | 1 308         |
| Gaz naturel                                     | 3 526   | 2 399         | 1 819         | 1 466         | 1 228         |
| Total – Canada                                  | 81 552  | 47 037        | 30 675        | 21 932        | 16 761        |
| Mer du Nord                                     | 4 234   | 3 641         | 3 198         | 2 857         | 2 589         |
| Autres – International                          | 2 927   | 2 194         | 1 746         | 1 446         | 1 233         |
| <b>Total des réserves prouvées</b>              | <b>88 713</b>   | <b>52 873</b> | <b>35 619</b> | <b>26 236</b> | <b>20 583</b> |
| <b>Probables</b>                                |   |               |               |               |               |
| Exploitation minière                            | 19 242  | 6 289         | 2 291         | 884           | 339           |
| In situ   | 57 629  | 16 228        | 5 407         | 1 808         | 350           |
| Côte Est du Canada                              | 5 476   | 4 078         | 3 180         | 2 572         | 2 142         |
| Gaz naturel                                     | 1 367   | 616           | 332           | 193           | 114           |
| Total – Canada                                  | 83 714  | 27 211        | 11 209        | 5 457         | 2 946         |
| Mer du Nord                                     | 2 523   | 1 742         | 1 283         | 991           | 793           |
| Autres – International                          | 2 693   | 1 632         | 1 078         | 762           | 568           |
| <b>Total des réserves probables</b>             | <b>88 930</b>   | <b>30 585</b> | <b>13 570</b> | <b>7 210</b>  | <b>4 307</b>  |
| <b>Prouvées et probables</b>                    |   |               |               |               |               |
| Exploitation minière                            | 69 619  | 35 699        | 21 436        | 14 464        | 10 620        |
| In situ   | 83 247  | 29 658        | 13 513        | 7 252         | 4 294         |
| Côte Est du Canada                              | 7 506   | 5 877         | 4 784         | 4 014         | 3 451         |
| Gaz naturel                                     | 4 893   | 3 015         | 2 151         | 1 659         | 1 342         |
| Total – Canada                                  | 165 265   | 74 248        | 41 883        | 27 389        | 19 707        |
| Mer du Nord                                     | 6 758   | 5 383         | 4 481         | 3 848         | 3 381         |
| Autres – International                          | 5 621   | 3 827         | 2 824         | 2 208         | 1 801         |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b> | <b>177 644</b>  | <b>83 459</b> | <b>49 188</b> | <b>33 445</b> | <b>24 889</b> |

(1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

**Total des produits des activités ordinaires nets futurs**  
au 31 décembre 2010  
(prix et coûts prévisionnels)

| (non actualisés en M\$) <sup>(1)</sup>                      | Produits des activités ordinaires | Redevances    | Coûts opérationnels | Coûts en capital du 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 |
|---|-----------------------------------|---------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------|---|------------------------|---|
| <b>Prouvées développées exploitées</b>                      |                                   |               |                     |                                   |                 |   |                        |   |
| Exploitation minière  | 226 272                           | 33 812        | 81 027              | 44 767                            | —               | 66 666  | 16 290                 | 50 377  |
| In situ   | 13 339                            | 1 103         | 6 605               | 1 268                             | 48              | 4 315   | 195                    | 4 121   |
| Côte Est du Canada  | 4 763                             | 1 192         | 1 107               | 220                               | 256             | 1 988   | 625                    | 1 363   |
| Gaz naturel   | 8 186                             | 1 105         | 2 856               | 22                                | 131             | 4 071   | 832                    | 3 239   |
| Total – Canada  | 252 561                           | 37 212        | 91 596              | 46 277                            | 435             | 77 041  | 17 942                 | 59 100  |
| Mer du Nord   | 8 268                             | —             | 1 439               | 60                                | 278             | 6 491   | 3 455                  | 3 037   |
| Autres – International                                      | 6 844                             | 493           | 1 302               | 170                               | 15              | 4 861   | 2 403                  | 2 458   |
| <b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>   | <b>267 672</b>                    | <b>37 705</b> | <b>94 336</b>       | <b>46 507</b>                     | <b>728</b>      | <b>88 393</b>   | <b>23 800</b>          | <b>64 594</b>   |
| <b>Prouvées développées inexploitées</b>                    |                                   |               |                     |                                   |                 |   |                        |   |
| Exploitation minière  | —                                 | —             | —                   | —                                 | —               | —   | —                      | —   |
| In situ   | 4 959                             | 290           | 2 272               | 488                               | 13              | 1 896   | 428                    | 1 468   |
| Côte Est du Canada  | —                                 | —             | —                   | —                                 | —               | —   | —                      | —   |
| Gaz naturel   | 267                               | 53            | 113                 | 20                                | 1               | 80  | 21                     | 59  |
| Total – Canada  | 5 226                             | 343           | 2 385               | 508                               | 15              | 1 976   | 449                    | 1 527   |
| Mer du Nord   | 1 274                             | —             | 283                 | —                                 | —               | 991   | 496                    | 496   |
| Autres – International                                      | 1 341                             | 11            | 142                 | 71                                | 9               | 1 109   | 709                    | 399   |
| <b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b> | <b>7 840</b>                      | <b>353</b>    | <b>2 809</b>        | <b>579</b>                        | <b>24</b>       | <b>4 076</b>  | <b>1 654</b>           | <b>2 421</b>  |
| <b>Prouvées non développées</b>                             |                                   |               |                     |                                   |                 |   |                        |   |
| Exploitation minière  | —                                 | —             | —                   | —                                 | —               | —   | —                      | —   |
| In situ   | 105 768                           | 15 301        | 38 693              | 24 198                            | 466             | 27 109  | 7 079                  | 20 029  |
| Côte Est du Canada  | 2 658                             | 609           | 579                 | 466                               | 31              | 973   | 306                    | 667   |
| Gaz naturel   | 819                               | 60            | 201                 | 231                               | 19              | 308   | 80                     | 228   |
| Total – Canada  | 109 245                           | 15 970        | 39 473              | 24 895                            | 516             | 28 390  | 7 464                  | 20 925  |
| Mer du Nord   | 1 803                             | —             | 291                 | 86                                | 24              | 1 404   | 702                    | 702   |
| Autres – International                                      | 311                               | 7             | 20                  | 85                                | 1               | 197   | 127                    | 70  |
| <b>Total des réserves prouvées non développées</b>          | <b>111 359</b>                    | <b>15 976</b> | <b>39 783</b>       | <b>25 066</b>                     | <b>541</b>      | <b>29 991</b>   | <b>8 294</b>           | <b>21 697</b>   |

(1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.



**Total des produits des activités ordinaires nets futurs (suite)**  
 au 31 décembre 2010  
 (prix et coûts prévisionnels)

| (non actualisés en M\$) <sup>(1)</sup>          | Produits des activités ordinaires | Redevances     | Coûts opérationnels | Coûts en capital du 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 |
|---|-----------------------------------|----------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------|---|------------------------|---|
| <b>Prouvées</b>                                 |                                   |                |                     |                                   |                 |   |                        |   |
| Exploitation minière                            | 226 272                           | 33 812         | 81 027              | 44 767                            | —               | 66 666  | 16 290                 | 50 377  |
| In situ   | 124 067                           | 16 695         | 47 570              | 25 954                            | 527             | 33 320  | 7 703                  | 25 618  |
| Côte Est du Canada                              | 7 421                             | 1 801          | 1 686               | 686                               | 287             | 2 961   | 931                    | 2 031   |
| Gaz naturel                                     | 9 272                             | 1 217          | 3 170               | 274                               | 152             | 4 459   | 933                    | 3 526   |
| Total – Canada                                  | 367 032                           | 53 525         | 133 453             | 71 681                            | 967             | 107 406   | 25 857                 | 81 552  |
| Mer du Nord                                     | 11 345                            | —              | 2 011               | 146                               | 302             | 8 886   | 4 653                  | 4 234   |
| Autres – International                          | 8 494                             | 510            | 1 464               | 326                               | 26              | 6 167   | 3 239                  | 2 927   |
| <b>Total des réserves prouvées</b>              | <b>386 870</b>                    | <b>54 035</b>  | <b>136 927</b>      | <b>72 153</b>                     | <b>1 294</b>    | <b>122 460</b>  | <b>33 748</b>          | <b>88 713</b>   |
| <b>Probables</b>                                |                                   |                |                     |                                   |                 |   |                        |   |
| Exploitation minière                            | 77 180                            | 11 786         | 26 915              | 13 625                            | 0               | 24 854  | 5 610                  | 19 242  |
| In situ   | 240 597                           | 48 189         | 72 795              | 41 259                            | 736             | 77 617  | 19 988                 | 57 629  |
| Côte Est du Canada                              | 14 773                            | 5 172          | 1 166               | 1 307                             | 95              | 7 033   | 1 557                  | 5 476   |
| Gaz naturel                                     | 4 193                             | 673            | 1 396               | 268                               | 21              | 1 835   | 468                    | 1 367   |
| Total – Canada                                  | 336 743                           | 65 820         | 102 272             | 56 459                            | 852             | 111 339   | 27 623                 | 83 714  |
| Mer du Nord                                     | 6 046                             | —              | 796                 | 180                               | 29              | 5 041   | 2 518                  | 2 523   |
| Autres – International                          | 7 852                             | 695            | 969                 | 410                               | 3               | 5 775   | 3 082                  | 2 693   |
| <b>Total des réserves probables</b>             | <b>350 641</b>                    | <b>66 515</b>  | <b>104 037</b>      | <b>57 049</b>                     | <b>884</b>      | <b>122 155</b>  | <b>33 223</b>          | <b>88 930</b>   |
| <b>Prouvées et probables</b>                    |                                   |                |                     |                                   |                 |   |                        |   |
| Exploitation minière                            | 303 452                           | 45 598         | 107 942             | 58 392                            | —               | 91 520  | 21 900                 | 69 619  |
| In situ   | 364 663                           | 64 884         | 120 365             | 67 213                            | 1 263           | 110 937   | 27 690                 | 83 247  |
| Côte Est du Canada                              | 22 194                            | 6 973          | 2 852               | 1 993                             | 382             | 9 994   | 2 488                  | 7 506   |
| Gaz naturel                                     | 13 464                            | 1 891          | 4 565               | 542                               | 173             | 6 294   | 1 401                  | 4 893   |
| Total – Canada                                  | 703 773                           | 119 346        | 235 724             | 128 140                           | 1 818           | 218 745   | 53 479                 | 165 265   |
| Mer du Nord                                     | 17 391                            | —              | 2 807               | 326                               | 331             | 13 927  | 7 170                  | 6 758   |
| Autres – International                          | 16 347                            | 1 205          | 2 433               | 735                               | 29              | 11 942  | 6 321                  | 5 621   |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b> | <b>737 511</b>                    | <b>120 551</b> | <b>240 964</b>      | <b>129 201</b>                    | <b>2 178</b>    | <b>244 614</b>  | <b>66 969</b>          | <b>177 644</b>  |

(1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

**Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production**  
**au 31 décembre 2010**  
**(prix et coûts prévisionnels)**

| Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts<br>(actualisés au taux annuel de 10 %) |                    |                       |
|---|--------------------|-----------------------|
|   | M\$ <sup>(1)</sup> | \$/bep <sup>(2)</sup> |
| <b>Prouvées</b>   |                    |                       |
| Non classiques – Exploitation minière   | 25 893             | 14,56                 |
| Non classiques – In situ  | 10 536             | 9,95                  |
| Total des activités non classiques <sup>(3)</sup>   | 36 429             | 12,84                 |
| Pétrole léger et moyen <sup>(4)</sup>   | 11 398             | 47,16                 |
| Gaz naturel <sup>(5)</sup>  | 3 248              | 17,35                 |
| <b>Total des réserves prouvées</b>  | <b>51 075</b>      | <b>15,58</b>          |
| <b>Prouvées et probables</b>  |                    |                       |
| Non classiques – Exploitation minière   | 29 165             | 12,84                 |
| Non classiques – In situ  | 18 477             | 6,35                  |
| Total des activités non classiques <sup>(3)</sup>   | 47 642             | 9,19                  |
| Pétrole léger et moyen <sup>(4)</sup>   | 19 466             | 44,36                 |
| Gaz naturel <sup>(5)</sup>  | 4 393              | 16,56                 |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b>   | <b>71 500</b>      | <b>12,11</b>          |

(1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

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

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

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

(5) 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

#### 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<sup>er</sup> janvier 2011, 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 également 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 1,35 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 2012 à 2014, un taux d'inflation de 3 % pour 2015 et un taux d'inflation de 2 % par la suite.

#### Prix et 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 non pondérée le premier jour de chacun des mois de 2010.

#### Prix utilisés dans les tableaux relatifs aux réserves<sup>(1)</sup>

| Exercice           | WTI à la<br>NYMEX<br>Pétrole brut<br>à<br>Cushing,<br>Oklahoma <sup>(2)</sup> | Pétrole brut<br>léger non<br>sulfureux<br>(40 API,<br>0,3 %S)<br>à<br>Edmonton <sup>(3)</sup> | Pétrole<br>WCB de<br>qualité à<br>Hardisty <sup>(4)</sup> | Edmonton<br>Pentanes<br>Plus <sup>(5)</sup> | Mélange<br>pétrole<br>brut Brent<br>FOB mer<br>du Nord <sup>(6)</sup> | Gaz naturel<br>à AECO <sup>(7)</sup> | Point<br>d'équilibre<br>national<br>(R.-U.) <sup>(8)</sup> |
|--------------------|---|---|---|---|---|--------------------------------------|--|
|                    | \$ US/b   | \$ CA/b   | \$ CA/b   | \$ CA/b                                     | \$ US/b   | \$ CA/Mb                             | \$ CA/Mb   |
| Prix prévisionnels |   |   |   |   |   |                                      |  |
| 2011               | 88,00   | 86,22   | 74,98   | 90,54                                       | 88,50   | 4,16                                 | 9,03   |
| 2012               | 89,00   | 89,29   | 74,95   | 91,96                                       | 88,25   | 4,74                                 | 9,01   |
| 2013               | 90,00   | 90,92   | 74,13   | 92,74                                       | 88,50   | 5,31                                 | 9,03   |
| 2014               | 92,00   | 92,96   | 75,23   | 94,82                                       | 90,50   | 5,77                                 | 9,23   |
| 2015               | 95,17   | 96,19   | 77,84   | 98,12                                       | 93,67   | 6,22                                 | 9,56   |
| 2016               | 97,55   | 98,62   | 79,79   | 100,59                                      | 96,05   | 6,53                                 | 9,80   |
| 2017               | 100,26  | 101,39  | 82,02   | 103,42                                      | 98,76   | 6,76                                 | 10,08  |
| 2018               | 102,74  | 103,92  | 84,05   | 106,00                                      | 101,24  | 6,90                                 | 10,33  |
| 2019               | 105,45  | 106,68  | 86,28   | 108,82                                      | 103,95  | 7,06                                 | 10,61  |
| 2020               | 107,56  | 108,84  | 88,01   | 111,01                                      | 106,06  | 7,21                                 | 10,82  |
| 2021+              | +2,0%/an  | +2,0%/an  | +2,0%/an  | +2,0%/an                                    | +2,0%/an  | +2,0%/an                             | +2,0%/an   |
| Prix constants     |   |   |   |   |   |                                      |  |
| Tous               | 79,43   | 79,46   | 68,07   | 84,10                                       | 79,22   | 4,03                                 | 6,66   |

(1) Tous les prix tirés de la prévision de GLJ ont été ajustés 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) Prix utilisé pour déterminer les réserves de PBS comprises dans les réserves « In situ » et « Exploitation minière ».

(3) Prix utilisé pour déterminer les réserves de pétrole léger et moyen comprises dans les réserves « Gaz naturel ».

(4) Prix utilisé pour déterminer les réserves de bitume comprises dans les réserves « In situ ».

(5) Prix utilisé pour déterminer les coûts de diluants associés aux réserves de bitume comprises dans les réserves « In situ ». Un ratio bitume/diluant de 2:1 a été supposé.

(6) 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 ».

- (7) Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel comprises dans les réserves « Gaz naturel » du Canada. Prix utilisé également pour déterminer les coûts du gaz naturel utilisé dans la production de PBS et les réserves de bitume.
- (8) Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel comprises dans les réserves « Mer du Nord » et « Autres – International ».

### Prix réalisés

Pour obtenir les prix réalisés par Suncor en 2010, 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 ».

### Frais de développement futurs au 31 décembre 2010 (prix et coûts prévisionnels)

Le tableau qui suit présente les frais de développement déduits lors de l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs de Suncor attribuables à chacune des catégories de réserves suivantes au 31 décembre 2010.

| (M\$) <sup>(1)</sup>                            | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         | 2015         | Reste          | Total          | Actualisés à<br>10 % |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------------|
| <b>Prouvées</b>                                 |              |              |              |              |              |                |                |                      |
| Exploitation minière                            | 2 153        | 2 122        | 1 781        | 1 746        | 1 736        | 35 229         | 44 767         | 19 133               |
| In situ   | 1 338        | 667          | 745          | 711          | 984          | 21 509         | 25 954         | 9 608                |
| Côte Est du Canada                              | 198          | 140          | 114          | 53           | 47           | 136            | 689            | 538                  |
| Gaz naturel                                     | 112          | 37           | 31           | 17           | 25           | 53             | 274            | 220                  |
| Total – Canada                                  | 3 802        | 2 966        | 2 670        | 2 527        | 2 792        | 56 926         | 71 684         | 29 499               |
| Mer du Nord                                     | 131          | 9            | 2            | 2            | 1            | 2              | 146            | 137                  |
| Autres – International                          | 192          | 78           | 31           | 9            | 9            | 5              | 326            | 291                  |
| <b>Total des réserves prouvées</b>              | <b>4 124</b> | <b>3 053</b> | <b>2 704</b> | <b>2 538</b> | <b>2 802</b> | <b>56 934</b>  | <b>72 155</b>  | <b>29 927</b>        |
| <b>Prouvées et probables</b>                    |              |              |              |              |              |                |                |                      |
| Exploitation minière                            | 2 205        | 2 211        | 1 889        | 2 018        | 2 363        | 47 706         | 58 392         | 22 565               |
| In situ   | 1 793        | 1 780        | 1 535        | 2 997        | 1 654        | 57 455         | 67 213         | 18 925               |
| Côte Est du Canada                              | 329          | 196          | 432          | 278          | 75           | 685            | 1 995          | 1 327                |
| Gaz naturel                                     | 261          | 98           | 63           | 41           | 25           | 53             | 542            | 459                  |
| Total – Canada                                  | 4 589        | 4 285        | 3 919        | 5 334        | 4 117        | 105 898        | 128 142        | 43 276               |
| Mer du Nord                                     | 179          | 141          | 2            | 2            | 1            | 2              | 326            | 301                  |
| Autres – International                          | 207          | 167          | 33           | 9            | 9            | 310            | 735            | 535                  |
| <b>Total des réserves prouvées et probables</b> | <b>4 975</b> | <b>4 593</b> | <b>3 954</b> | <b>5 345</b> | <b>4 127</b> | <b>106 210</b> | <b>129 203</b> | <b>44 112</b>        |

- (1) Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million de dollars le plus près, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

La direction estime à l'heure actuelle que les flux de trésorerie générés à l'interne, le produit tiré d'autres dessaisissements d'actifs prévus et le produit tiré de l'entente avec Total ainsi que 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.

## Autre information concernant les données relatives aux réserves

### Réserves prouvées brutes non développées (prix et coûts prévisionnels)

Le tableau ci-après présente les réserves prouvées 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.

|  | Exercice précédent                     |   | 2008                                   |   | 2009   |   | 2010                                   |   |
|--|--|---|--|---|--|---|--|---|
|  | Attribuées<br>au départ <sup>(1)</sup> | Total au <sup>(2)</sup><br>31 déc. 2007 | Attribuées<br>au départ <sup>(1)</sup> | Total au <sup>(2)</sup><br>31 déc. 2008 | Attribuées<br>au<br>départ <sup>(1)(3)</sup> | Total au <sup>(2)</sup><br>31 déc. 2009 | Attribuées<br>au départ <sup>(1)</sup> | Total au <sup>(2)</sup><br>31 déc. 2010 |
| <b>PBS (Mb)</b>                            |  |   |  |   |  |   |  |   |
| Exploitation minière                       | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | —                                       |
| In situ                                    | 704                                    | 704                                     | 63                                     | 766                                     | 121  | 564                                     | 14                                     | 651                                     |
| <b>Total du PBS</b>                        | 704                                    | 704                                     | 63                                     | 766                                     | 121  | 564                                     | 14                                     | 651                                     |
| <b>Bitume (Mb)</b>                         |  |   |  |   |  |   |  |   |
| Exploitation minière                       | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | —                                       |
| In situ                                    | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | 427                                     | 2                                      | 360                                     |
| <b>Total du bitume</b>                     | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | 427                                     | 2                                      | 360                                     |
| <b>Pétrole léger et<br/>moyen (Mb)</b>     |  |   |  |   |  |   |  |   |
| Côte Est du Canada                         | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 36   | 36                                      | 3                                      | 28                                      |
| Gaz naturel                                | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | —                                       |
| Total – Canada                             | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 36   | 36                                      | —                                      | 28                                      |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 68   | 68                                      | —                                      | 19                                      |
| États-Unis                                 | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 8  | 8                                       | —                                      | —                                       |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | 6                                      | 6                                       |
| <b>Total du pétrole léger et<br/>moyen</b> | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 112  | 112                                     | 9                                      | 54                                      |
| <b>Gaz naturel (Gpi<sup>3</sup>)</b>       |  |   |  |   |  |   |  |   |
| Côte Est du Canada                         | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | —                                       |
| Gaz naturel                                | 24                                     | 24                                      | 8                                      | 31                                      | 29   | 16                                      | 32                                     | 118                                     |
| Total – Canada                             | 24                                     | 24                                      | 8                                      | 31                                      | 29   | 16                                      | 32                                     | 118                                     |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | 1                                       |
| États-Unis                                 | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 24   | 24                                      | —                                      | —                                       |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 413  | 413                                     | —                                      | —                                       |
| <b>Total du gaz naturel</b>                | 24                                     | 24                                      | 8                                      | 31                                      | 466  | 453                                     | 32                                     | 120                                     |
| <b>LGN (Mb)</b>                            |  |   |  |   |  |   |  |   |
| Côte Est du Canada                         | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | —                                       |
| Gaz naturel                                | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | —                                       |
| Total – Canada                             | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | —  | —                                       | —                                      | —                                       |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>                 | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 1  | 1                                       | —                                      | —                                       |
| Autres – International <sup>(5)</sup>      | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 9  | 9                                       | —                                      | —                                       |
| <b>Total des LGN</b>                       | —                                      | —                                       | —                                      | —                                       | 10   | 10                                      | —                                      | —                                       |
| <b>Total (Mbep)</b>                        | 708                                    | 708                                     | 64                                     | 771                                     | 321  | 1 189                                   | 31                                     | 1 085                                   |

(1) Les réserves attribuées au départ comprennent les acquisitions, les découvertes et les extensions relatives à l'exercice au cours duquel les événements ont eu lieu pour la première fois.

(2) Les réserves à la fin de l'exercice pourraient ne pas correspondre à la sommation des réserves attribuées au départ en raison des variations des 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) Les réserves non développées attribuées au départ en 2009 comprennent principalement celles qui ont été acquises à la suite de la fusion avec Petro-Canada, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2009.

(4) Dans ce tableau, « Mer du Nord » comprend les biens au large des côtes du R.-U. et les biens détenus auparavant par Suncor aux Pays-Bas.

(5) Dans ce tableau, « Autres – International » comprend les biens en Libye et en Syrie et les biens détenus auparavant par Suncor à Trinité-et-Tobago.

## Réserves probables brutes non développées (prix et coûts prévisionnels)

Le tableau ci-après présente les réserves 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.

|  | Exercice précédent                  |                                      | 2008                                |                                      | 2009                                   |                                      | 2010                                |                                      |
|--|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
|  | Attribuées au départ <sup>(1)</sup> | Total au <sup>(2)</sup> 31 déc. 2007 | Attribuées au départ <sup>(1)</sup> | Total au <sup>(2)</sup> 31 déc. 2008 | Attribuées au départ <sup>(1)(3)</sup> | Total au <sup>(2)</sup> 31 déc. 2009 | Attribuées au départ <sup>(1)</sup> | Total au <sup>(2)</sup> 31 déc. 2010 |
| <b>PBS (Mb)</b>                        |                                     |                                      |                                     |                                      |  |                                      |                                     |                                      |
| Exploitation minière                   | 617                                 | 617                                  | —                                   | 617                                  | 264                                    | 264                                  | —                                   | 215                                  |
| In situ                                | 1 792                               | 1 792                                | —                                   | 1 746                                | 174                                    | 595                                  | 6                                   | 400                                  |
| <b>Total du PBS</b>                    | <b>2 409</b>                        | <b>2 409</b>                         | <b>—</b>                            | <b>2 363</b>                         | <b>438</b>                             | <b>859</b>                           | <b>6</b>                            | <b>615</b>                           |
| <b>Bitume (Mb)</b>                     |                                     |                                      |                                     |                                      |  |                                      |                                     |                                      |
| Exploitation minière                   | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | —                                      | —                                    | —                                   | 37                                   |
| In situ                                | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | —                                      | 1 550                                | 8                                   | 1 835                                |
| <b>Total du bitume</b>                 | <b>—</b>                            | <b>—</b>                             | <b>—</b>                            | <b>—</b>                             | <b>—</b>                               | <b>1 550</b>                         | <b>8</b>                            | <b>1 871</b>                         |
| <b>Pétrole léger et moyen (Mb)</b>     |                                     |                                      |                                     |                                      |  |                                      |                                     |                                      |
| Côte Est du Canada                     | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 80                                     | 80                                   | 7                                   | 85                                   |
| Gaz naturel                            | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 5                                      | 5                                    | —                                   | 4                                    |
| Total – Canada                         | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 85                                     | 85                                   | 7                                   | 89                                   |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>             | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 35                                     | 35                                   | —                                   | 15                                   |
| États-Unis                             | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 4                                      | 4                                    | —                                   | —                                    |
| Autres – International <sup>(5)</sup>  | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 62                                     | 62                                   | 8                                   | 11                                   |
| <b>Total du pétrole léger et moyen</b> | <b>—</b>                            | <b>—</b>                             | <b>—</b>                            | <b>—</b>                             | <b>186</b>                             | <b>186</b>                           | <b>15</b>                           | <b>114</b>                           |
| <b>Gaz naturel (Gpi<sup>3</sup>)</b>   |                                     |                                      |                                     |                                      |  |                                      |                                     |                                      |
| Côte Est du Canada                     | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | —                                      | —                                    | —                                   | —                                    |
| Gaz naturel                            | 55                                  | 55                                   | 21                                  | 76                                   | 233                                    | 233                                  | 75                                  | 136                                  |
| Total – Canada                         | 55                                  | 55                                   | 21                                  | 76                                   | 233                                    | 233                                  | 75                                  | 136                                  |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>             | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 50                                     | 50                                   | —                                   | 1                                    |
| États-Unis                             | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 12                                     | 12                                   | —                                   | —                                    |
| Autres – International <sup>(5)</sup>  | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 651                                    | 651                                  | —                                   | 240                                  |
| <b>Total du gaz naturel</b>            | <b>55</b>                           | <b>55</b>                            | <b>21</b>                           | <b>76</b>                            | <b>946</b>                             | <b>946</b>                           | <b>75</b>                           | <b>377</b>                           |
| <b>LGN (Mb)</b>                        |                                     |                                      |                                     |                                      |  |                                      |                                     |                                      |
| Côte Est du Canada                     | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | —                                      | —                                    | —                                   | —                                    |
| Gaz naturel                            | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 1                                      | 1                                    | —                                   | 1                                    |
| Total – Canada                         | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 1                                      | 1                                    | —                                   | 1                                    |
| Mer du Nord <sup>(4)</sup>             | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 1                                      | 1                                    | —                                   | —                                    |
| Autres – International <sup>(5)</sup>  | —                                   | —                                    | —                                   | —                                    | 18                                     | 18                                   | —                                   | 8                                    |
| <b>Total des LGN</b>                   | <b>—</b>                            | <b>—</b>                             | <b>—</b>                            | <b>—</b>                             | <b>20</b>                              | <b>20</b>                            | <b>—</b>                            | <b>9</b>                             |
| <b>Total (Mbep)</b>                    | <b>2 418</b>                        | <b>2 418</b>                         | <b>4</b>                            | <b>2 375</b>                         | <b>801</b>                             | <b>2 772</b>                         | <b>41</b>                           | <b>2 672</b>                         |

- (1) Les réserves attribuées au départ comprennent les acquisitions, les découvertes et les extensions relatives à l'exercice au cours duquel les événements ont eu lieu pour la première fois.
- (2) Les réserves à la fin de l'exercice pourraient ne pas correspondre à la sommation des réserves attribuées au départ en raison des variations des 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) Les réserves non développées attribuées au départ en 2009 comprennent principalement celles qui ont été acquises à la suite de la fusion avec Petro-Canada, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2009.
- (4) Dans ce tableau, « Mer du Nord » comprend les biens au large des côtes du R.-U. et les biens détenus auparavant par Suncor aux Pays-Bas.
- (5) Dans ce tableau, « Autres – International » comprend les biens en Libye et en Syrie et les biens détenus auparavant par Suncor à Trinité-et-Tobago.

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.

Pour ce qui est de l'exploitation minière et des réserves in situ, qui ensemble constituent environ 93 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et 93 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, la direction utilise des plans intégrés pour prévoir le développement futur. Le plan détaillé harmonise la production actuelle, la capacité de traitement et des pipelines, les engagements en matière d'immobilisations et le développement futur pour les dix prochaines années et il est revu et mis à jour continuellement 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. Le développement des réserves prouvées in situ non développées et des réserves probables non développées prendra plus de deux ans. Suncor a délimité les réserves présentant une certitude élevée au moyen de données sismiques, de forage par carottage et du rendement d'un puits pilote, démontrant ainsi avec une certitude élevée le maintien de la pleine capacité des installations pendant plus de 20 ans.

Pour ce qui est des biens classiques, dans le cadre de sa gestion active de portefeuille, Suncor examine de manière continue 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 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.

### **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 acquises, du rendement passé, de l'établissement des prix, de la situation économique, de la disponibilité du marché, des modifications réglementaires et des progrès technologiques. Des renseignements techniques supplémentaires concernant la géologie, les propriétés des réservoirs et les propriétés des fluides des réservoirs sont obtenus au moyen de programmes de forage sismique, de programmes de forage 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. Habituellement, des prix plus élevés entraîneront 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 entraîneront des réserves moins élevées. 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 plusieurs 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.

Pour obtenir un résumé des risques et des incertitudes touchant Suncor, voir les rubriques « Situation dans l'industrie » et « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

### **Autre information concernant le pétrole et le gaz**

#### **Terrains et puits de pétrole et de gaz**

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

L'entreprise de 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 liquides de gaz naturel 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-Labrador et dans la mer du Nord.

Le tableau suivant présente un sommaire des puits de pétrole et de gaz associés aux réserves de la Société au 31 décembre 2010 :

|                        | Puits de pétrole <sup>(1)</sup> |            |                 |            | Puits de gaz naturel |              |                 |            |
|------------------------|---------------------------------|------------|-----------------|------------|----------------------|--------------|-----------------|------------|
|                        | Producteurs                     |            | Non producteurs |            | Producteurs          |              | Non producteurs |            |
|                        | Bruts                           | Nets       | Bruts           | Nets       | Bruts                | Nets         | Bruts           | Nets       |
| Alberta                | 256                             | 253        | 115             | 108        | 3 864                | 2 786        | 133             | 82         |
| Colombie-Britannique   | 5                               | 5          | 4               | 4          | 115                  | 85           | 72              | 51         |
| Saskatchewan           | —                               | —          | —               | —          | 254                  | 132          | 29              | 14         |
| Terre-Neuve            | 58                              | 12         | 1               | —          | —                    | —            | —               | —          |
| Mer du Nord            | 81                              | 29         | 21              | 5          | 1                    | 1            | —               | —          |
| Autres – International | 162                             | 81         | 186             | 94         | 6                    | 6            | —               | —          |
| <b>Total</b>           | <b>562</b>                      | <b>380</b> | <b>327</b>      | <b>211</b> | <b>4 240</b>         | <b>3 010</b> | <b>234</b>      | <b>147</b> |

(1) Les paires de puits utilisant le procédé DGMV sont comptabilisées comme s'il s'agissait d'un seul puits.

Il n'y a aucun puits associé aux biens miniers. Suncor n'a aucune réserve prouvée inexploitée ni aucune réserve probable inexploitée dans ses réserves minières.

Pour ses biens 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 peu de capitaux.

Les réserves classiques inexploitées sont principalement associées (i) à des puits forés récemment qui devraient entrer en production en 2011, (ii) à des prévisions relatives à des zones secondaires qui devraient être mises en production au cours des deux prochaines années, (iii) à des puits fermés en raison des quotas de l'OPEP et qui seront remis en production lorsque les quotas le permettront et (iv) à 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. La majorité de ces réserves sont dans leur état actuel de non exploitation depuis une période allant de un à quatre ans et devraient, selon les prévisions, être mises en production au cours des deux prochaines années.

### Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente un sommaire des terrains sans réserves attribuées au 31 décembre 2010.

| Pays                     | Hectares bruts <sup>(1)</sup> | Hectares nets    |
|--------------------------|-------------------------------|------------------|
| Canada                   | 6 155 544                     | 3 836 761        |
| Libye                    | 2 950 978                     | 1 339 489        |
| Maroc                    | 1 995 097                     | 1 047 426        |
| É.-U. – Alaska           | 1 090 949                     | 378 783          |
| Syrie                    | 345 194                       | 345 194          |
| Norvège                  | 280 931                       | 104 380          |
| Royaume-Uni              | 165 124                       | 78 820           |
| Australie <sup>(2)</sup> | 113 027                       | —                |
| <b>Total en hectares</b> | <b>13 096 844</b>             | <b>7 130 853</b> |

(1) 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.

(2) Suncor n'a qu'une participation sous forme de redevance dérogatoire seulement.



Suncor détient des participations dans un portefeuille diversifié d'actifs pétroliers non développés au Canada et dans plusieurs autres régions dans le monde (au large des côtes de la Norvège et du Royaume-Uni, en Alaska, en Libye, en Syrie et au Maroc). 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. Dans le cadre de sa gestion active de portefeuille, Suncor examine de manière continue la viabilité économique de ses terrains non développés en utilisant les techniques d'évaluation économique usuelles de l'industrie et ses propres hypothèses concernant l'établissement des prix et le contexte économique. Chaque année, dans le cadre de cette gestion active, 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 2011, les droits d'exploration, de développement et d'exploitation de Suncor expireront pour 322 000 hectares nets au Canada. Ces terrains sont entièrement attribués à nos biens classiques. Aucun bien minier ou in situ ne devrait être visé par l'expiration de droits relatifs à ces terrains en 2011. De plus, tous les droits d'exploration de Suncor au Maroc expireront en 2011. Des parties importantes des terrains visés par l'expiration de droits pourraient voir les droits relatifs à ces terrains se maintenir après 2011 grâce à la poursuite des programmes de travaux et/ou au paiement des frais prescrits au propriétaire des droits.

### 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 2010. Ces engagements s'étendent jusqu'en 2013 et visent principalement des programmes de forage sismique et le forage de puits d'exploration.

| Pays/région            | Total des engagements de travail (en millions de dollars) | Engagements de travail en 2011 (en millions de dollars) |
|------------------------|---|---|
| Canada                 | 24  | —   |
| Mer du Nord            | 92  | 20  |
| Autres – International | 337   | 120   |

### Contrats à livrer

Nous pouvons avoir recours à des instruments dérivés pour gérer notre exposition aux fluctuations des prix des produits de base. Ces instruments sont décrits dans nos états financiers annuels consolidés audités et dans le rapport de gestion connexe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

À la suite de la fusion, Suncor détient un engagement qui expire en novembre 2015 visant une capacité de 85 000 kpi<sup>3</sup>/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.

### Autre information concernant les 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. Lorsque la durée

des actifs est indéterminée ou qu'il n'existe aucune obligation légale 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 2010, Suncor estimait que ses frais d'abandon et de remise en état non actualisés, 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 7,3 G\$ (actualisés à un taux de 10 %, à environ 1,5 G\$).

Environ 2,2 G\$ 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 8 750 puits de réserves nets, y compris un nombre prévisionnel de puits futurs pour les réserves non développées, pour nos activités in situ et nos activités classiques. Les frais d'abandon et de remise en état compris dans le total de Suncor et dont il n'est pas tenu compte dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves prouvées et probables comprennent, notamment, les coûts liés à l'extraction et au traitement des sables pétrolifères, au traitement des résidus des sables pétrolifères, aux installations de traitement du gaz et aux puits auxquels aucune réserve n'a été attribuée.

Suncor prévoit engager environ 426 M\$ (110 M\$ en 2011, 197 M\$ en 2012, 119 M\$ en 2013) de ses frais d'abandon et de remise en état déterminés au cours des trois prochains exercices.

Les estimations des coûts indiquées dans la présente rubrique ne comprennent pas les frais d'abandon et de remise en état estimatifs de la Société pour ses actifs de raffinage et de commercialisation (100 M\$, non actualisés).

### Horizon fiscal

En 2010, 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 ses gains au Canada. Les états financiers consolidés audités de Suncor ont été préparés selon l'hypothèse qu'elle ne serait pas assujettie à un impôt en espèces au Canada jusqu'en 2014. Toutefois, en raison des opérations avec Total annoncées récemment, Suncor pourrait devenir assujettie à un impôt en espèces au Canada d'ici 2012.

### 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 2010.

| (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 – Sables pétrolifères | 6                   | —  | —  | 3 426                  | 3 432        |
| Canada – Classique           | 63                  | —  | 38   | 337                    | 438          |
| Mer du Nord <sup>(1)</sup>   | 191                 | —  | —  | 319                    | 510          |
| États-Unis                   | —                   | —  | —  | 5                      | 5            |
| Trinité-et-Tobago            | 3                   | —  | —  | 14                     | 17           |
| Autres – International       | 153                 | —  | —  | 364                    | 517          |
| <b>Total</b>                 | <b>416</b>          | <b>—</b>                                 | <b>38</b>                                    | <b>4 465</b>           | <b>4 919</b> |

(1) Dans ce tableau, « Mer du Nord » comprend les exploitations de Suncor aux Pays-Bas avant leur vente, avec prise d'effet le 13 août 2010.

### 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 2010. Il s'agit des puits que nous avons forés aux fins de nos activités in situ et de nos activités classiques uniquement puisque aucun puits n'a été foré à des fins d'activités minières.

| Nombre total de puits achevés <sup>(1)</sup> | Puits d'exploration |          | Puits de développement |            |
|--|---------------------|----------|------------------------|------------|
|  | Bruts               | Nets     | Bruts                  | Nets       |
| <b>Canada</b>                                |                     |          |                        |            |
| Pétrole                                      | —                   | —        | 16                     | 13         |
| Gaz naturel                                  | 2                   | 2        | 338                    | 172        |
| Secs   | 1                   | 1        | —                      | —          |
| Service                                      | 4                   | 4        | 8                      | 6          |
| Forage stratigraphique                       | —                   | —        | —                      | —          |
| <b>Total</b>                                 | <b>7</b>            | <b>7</b> | <b>362</b>             | <b>191</b> |
| <b>Mer du Nord</b>                           |                     |          |                        |            |
| Pétrole                                      | 2                   | 1        | 7                      | 3          |
| Gaz naturel                                  | 2                   | 1        | 1                      | 1          |
| Secs   | 1                   | 1        | 2                      | 1          |
| Service                                      | —                   | —        | —                      | —          |
| Forage stratigraphique                       | —                   | —        | —                      | —          |
| <b>Total</b>                                 | <b>5</b>            | <b>3</b> | <b>10</b>              | <b>5</b>   |
| <b>Autres – International</b>                |                     |          |                        |            |
| Pétrole                                      | —                   | —        | 19                     | 10         |
| Gaz naturel                                  | —                   | —        | —                      | —          |
| Secs   | 4                   | 4        | 1                      | 1          |
| Service                                      | —                   | —        | 8                      | 4          |
| Forage stratigraphique                       | —                   | —        | —                      | —          |
| <b>Total</b>                                 | <b>4</b>            | <b>4</b> | <b>28</b>              | <b>15</b>  |

(1) Les montants totaux comprennent les puits achevés pour des actifs et des exploitations qui ont été vendus au cours de l'exercice. « Mer du Nord » comprend les Pays-Bas. Aucun puits n'a été achevé à Trinité-et-Tobago avant l'aliénation. Il y avait neuf puits de développement de gaz naturel achevés aux États-Unis avant l'aliénation.

Les activités d'exploration et de développement, actuelles et probables, les plus importantes de Suncor comprennent les suivantes.

- In situ – En 2011, Suncor continuera le développement de ses actifs in situ des stades 3 et 4 de Firebag, ainsi que la phase 2 de Mackay River.
- Gaz naturel – Deux importants programmes de forage ont débuté au quatrième trimestre de 2010 : un dans la région de Ferrier située au centre de l'Alberta et l'autre à Pouce Coupe dans l'ouest de l'Alberta. Des activités de raccordement pour les deux programmes ont commencé au premier trimestre de 2011.
- Côte Est du Canada – Le plan de développement pour l'extension Hibernia South a été approuvé par les copropriétaires et l'autorisation devrait être obtenue au premier trimestre de 2011. La première extraction de pétrole des puits de développement forés à partir d'une plateforme devrait avoir lieu au cours du premier semestre de 2011. Le 31 mai 2010, la première extraction de pétrole dans la partie North Amethyst des extensions White Rose a eu lieu, et le forage de développement se poursuit.
- Mer du Nord – En Norvège, Suncor a achevé son premier puits d'exploration exploité et y a trouvé des hydrocarbures. Un puits d'appréciation a été foré et testé au quatrième trimestre de 2010, permettant de constater des résultats positifs. Des évaluations plus poussées sont nécessaires pour déterminer la taille éventuelle de ce gîte.
- Libye – Suncor a débuté son programme de forage d'exploration exploité au milieu de 2010. La Société a des engagements pour forer les 42 puits supplémentaires restants visés par son engagement aux termes de ses CEPP; le forage de 14 puits d'exploration est prévu en 2011. Des plans de développement des champs ont été préparés pour le redéveloppement d'une partie du champ Ghani et pour la poursuite du développement du champ En Naga. Des plans de redéveloppement pour les autres champs de la Société devraient être définis en 2011.
- Syrie – En 2011, Suncor se concentrera sur le projet de développement du secteur de développement de pétrole d'Ash Shaer avec le forage d'un puits et l'investissement continu dans nos installations de production de pétrole. Une évaluation technique d'une zone prometteuse en pétrole devrait être effectuée au premier trimestre et

pourrait mener au forage d'un puits vers la fin de l'exercice. Des travaux de prospection sismique seront effectués en 2011 sur l'aire d'exploration du bloc II afin de soutenir les activités de forage de l'exercice à venir.

## 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 2011, 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 ».

|                                      | PBS <sup>(1)</sup> |            | Bitume    |           | Pétrole léger et moyen |           | Gaz naturel         |                     | Liquides de gaz naturel |          |
|--------------------------------------|--------------------|------------|-----------|-----------|------------------------|-----------|---------------------|---------------------|-------------------------|----------|
|                                      | Brut               | Net        | Brut      | Net       | Brut                   | Net       | Brut                | Net                 | Brut                    | Net      |
|                                      | kb/j               | kb/j       | kb/j      | kb/j      | kb/j                   | kb/j      | Mpi <sup>3</sup> /j | Mpi <sup>3</sup> /j | kb/j                    | kb/j     |
| <b>Canada</b>                        |                    |            |           |           |                        |           |                     |                     |                         |          |
| Total – Prouvées                     | 327                | 293        | 13        | 11        | 52                     | 38        | 381                 | 319                 | 3                       | 2        |
| Total – Probables                    | 9                  | 8          | 6         | 6         | 28                     | 18        | 21                  | 18                  | —                       | —        |
| <b>Total – Prouvées et probables</b> | <b>336</b>         | <b>300</b> | <b>19</b> | <b>17</b> | <b>80</b>              | <b>57</b> | <b>401</b>          | <b>336</b>          | <b>3</b>                | <b>2</b> |
| <b>Mer du Nord</b>                   |                    |            |           |           |                        |           |                     |                     |                         |          |
| Total – Prouvées                     | —                  | —          | —         | —         | 63                     | 63        | 9                   | 9                   | 1                       | 1        |
| Total – Probables                    | —                  | —          | —         | —         | 2                      | 2         | —                   | —                   | —                       | —        |
| <b>Total – Prouvées et probables</b> | <b>—</b>           | <b>—</b>   | <b>—</b>  | <b>—</b>  | <b>65</b>              | <b>65</b> | <b>9</b>            | <b>9</b>            | <b>1</b>                | <b>1</b> |
| <b>Autres – International</b>        |                    |            |           |           |                        |           |                     |                     |                         |          |
| Total – Prouvées                     | —                  | —          | —         | —         | 37                     | 11        | 80                  | 54                  | 3                       | 2        |
| Total – Probables                    | —                  | —          | —         | —         | —                      | —         | 14                  | 9                   | 1                       | —        |
| <b>Total – Prouvées et probables</b> | <b>—</b>           | <b>—</b>   | <b>—</b>  | <b>—</b>  | <b>37</b>              | <b>11</b> | <b>94</b>           | <b>64</b>           | <b>3</b>                | <b>2</b> |

(1) La production estimative pour 2011 tirée des exploitations minières de Suncor (à l'exclusion de Syncrude) s'élève à 83,5 Mb de pétrole brut synthétique, soit environ 36 % de la production estimative pour 2011.

## 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, les États-Unis, Trinité-et-Tobago et Autres – International.

|   | 2010                 |              |              |              |
|---|----------------------|--------------|--------------|--------------|
|   | Trimestre terminé le |              |              |              |
|   | 31 mars              | 30 juin      | 30 sept.     | 31 déc.      |
| <b>Canada</b>                                   |                      |              |              |              |
| <b>Sables pétrolifères<sup>(1)</sup></b>        |                      |              |              |              |
| Production moyenne totale (kb/j)                | 234,6                | 334,4        | 338,3        | 363,8        |
| Production moyenne in situ (kb/j)               | 87,5                 | 88,2         | 79,2         | 85,8         |
| Prix moyen reçu (\$/b)                          | 70,32                | 73,73        | 66,73        | 69,52        |
| Redevances (\$/b)                               | (3,29)               | (5,99)       | (9,30)       | (4,19)       |
| Total des coûts opérationnels en espèces (\$/b) | (53,37)              | (35,40)      | (34,38)      | (36,62)      |
| Coûts opérationnels en espèces in situ (\$/b)   | (19,35)              | (18,70)      | (22,40)      | (21,30)      |
| <b>Pétrole léger et moyen</b>                   |                      |              |              |              |
| Production moyenne (kb/j)                       | 74,6                 | 70,6         | 66,3         | 62,9         |
| Prix moyen reçu (\$/b)                          | 80,79                | 78,99        | 81,06        | 89,35        |
| Redevances (\$/b)                               | (28,78)              | (28,45)      | (25,49)      | (29,17)      |
| Frais de production (\$/b)                      | (8,48)               | (8,19)       | (9,08)       | (9,80)       |
| <b>Rentrées nettes (\$/b)</b>                   | <b>43,53</b>         | <b>42,35</b> | <b>46,49</b> | <b>50,38</b> |

|  |              |              |              |              |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Gaz naturel<sup>(2)</sup></b>             |              |              |              |              |
| Production moyenne (Mpi <sup>3</sup> e/j)    | 680          | 586          | 546          | 438          |
| Prix moyen reçu (\$/kpi <sup>3</sup> e)      | 6,14         | 4,94         | 4,63         | 4,47         |
| Redevances (\$/kpi <sup>3</sup> e)           | (0,99)       | (0,12)       | (0,54)       | (0,44)       |
| Frais de production (\$/kpi <sup>3</sup> e)  | (1,65)       | (2,00)       | (2,48)       | (2,04)       |
| <b>Rentrées nettes (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b> | <b>3,50</b>  | <b>2,82</b>  | <b>1,61</b>  | <b>1,99</b>  |
| <b>Mer du Nord<sup>(3)</sup></b>             |              |              |              |              |
| <b>Pétrole léger et moyen<sup>(4)</sup></b>  |              |              |              |              |
| Production moyenne (kbep/d)                  | 86,1         | 72,0         | 83,8         | 74,0         |
| Prix moyen reçu (\$/bep)                     | 73,56        | 77,18        | 77,77        | 86,90        |
| Redevances (\$/bep)                          | —            | —            | —            | —            |
| Frais de production (\$/bep)                 | (7,61)       | (9,95)       | (7,68)       | (8,35)       |
| <b>Rentrées nettes (\$/bep)</b>              | <b>65,95</b> | <b>67,23</b> | <b>70,09</b> | <b>78,55</b> |
| <b>États-Unis<sup>(5)</sup></b>              |              |              |              |              |
| <b>Gaz naturel<sup>(2)</sup></b>             |              |              |              |              |
| Production moyenne (Mpi <sup>3</sup> e/j)    | 52           | —            | —            | —            |
| Prix moyen reçu (\$/kpi <sup>3</sup> e)      | 8,12         | —            | —            | —            |
| Redevances (\$/kpi <sup>3</sup> e)           | (1,32)       | —            | —            | —            |
| Frais de production (\$/kpi <sup>3</sup> e)  | (1,95)       | —            | —            | —            |
| <b>Rentrées nettes (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b> | <b>4,85</b>  | <b>—</b>     | <b>—</b>     | <b>—</b>     |

Voir les notes (1) à (5) à la fin du tableau sur la production antérieure.

### Production antérieure (suite)

|   | 2010                 |              |              |              |
|---|----------------------|--------------|--------------|--------------|
|   | Trimestre terminé le |              |              |              |
|   | 31 mars              | 30 juin      | 30 sept.     | 31 déc.      |
| <b>Trinité-et-Tobago<sup>(6)</sup></b>      |                      |              |              |              |
| <b>Gaz naturel</b>                          |                      |              |              |              |
| Production moyenne (Mpi <sup>3</sup> /j)    | 70                   | 11           | 4            | —            |
| Prix moyen reçu (\$/kpi <sup>3</sup> )      | 3,09                 | 2,75         | 2,09         | —            |
| Redevances (\$/kpi <sup>3</sup> )           | —                    | —            | (1,43)       | —            |
| Frais de production (\$/kpi <sup>3</sup> )  | (0,25)               | (0,40)       | (0,29)       | —            |
| <b>Rentrées nettes (\$/kpi<sup>3</sup>)</b> | <b>2,84</b>          | <b>2,35</b>  | <b>0,37</b>  | <b>—</b>     |
| <b>Autres – International</b>               |                      |              |              |              |
| <b>Pétrole léger et moyen</b>               |                      |              |              |              |
| Production moyenne (kbep/d)                 | 35,4                 | 35,4         | 35,4         | 34,7         |
| Prix moyen reçu (\$/bep)                    | 73,92                | 80,61        | 79,66        | 88,03        |
| Redevances (\$/bep)                         | (43,28)              | (41,49)      | (35,56)      | (14,11)      |
| Frais de production (\$/bep)                | (3,81)               | (6,91)       | (3,11)       | (4,41)       |
| <b>Rentrées nettes (\$/bep)</b>             | <b>26,83</b>         | <b>31,75</b> | <b>40,99</b> | <b>69,50</b> |
| <b>Gaz naturel<sup>(2)(7)</sup></b>         |                      |              |              |              |
| Production moyenne (Mpi <sup>3</sup> e/j)   | —                    | 12,8         | 16,5         | 16,9         |
| Prix moyen reçu (\$/bep)                    | —                    | 65,54        | 65,77        | 71,94        |
| Redevances (\$/bep)                         | —                    | (24,54)      | (24,56)      | (27,09)      |
| Frais de production (\$/bep)                | —                    | (10,53)      | (9,25)       | (9,42)       |
| <b>Rentrées nettes (\$/bep)</b>             | <b>—</b>             | <b>30,47</b> | <b>31,97</b> | <b>35,43</b> |

(1) Suncor surveille les coûts opérationnels en espèces pour ses exploitations du secteur Sables pétrolifères, qui comprennent plus de dépenses que de frais de production. Pour cette raison, les rentrées nettes afférentes à ces exploitations ne sont pas reflétées dans ce tableau. De même, 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.

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

- (3) « Mer du Nord » comprend les exploitations de Suncor aux Pays-Bas jusqu'à la date de la vente, soit le 13 août 2010.
- (4) Les volumes comprennent la production des champs pour le gaz naturel et les LGN.
- (5) Suncor a vendu ses actifs aux É.-U. avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mars 2010.
- (6) Suncor a vendu ses actifs à Trinité-et-Tobago avec prise d'effet le 5 août 2010.
- (7) En Syrie, la première extraction de gaz a eu lieu le 10 avril 2010 et la première extraction de pétrole, le 10 décembre 2010.

Le tableau suivant présente les volumes de production pour chacun des champs importants de Suncor pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 :

|                                 | PBS et bitume <sup>(1)</sup> | Pétrole léger et moyen | Gaz naturel         | Liquides de gaz naturel | Total  |
|---------------------------------|------------------------------|------------------------|---------------------|-------------------------|--------|
|                                 | kb/j                         | kb/j                   | Mpi <sup>3</sup> /j | kb/j                    | kbep/j |
| Exploitation minière – Suncor   | 208,2                        | —                      | —                   | —                       | 208,2  |
| Exploitation minière – Syncrude | 35,1                         | —                      | —                   | —                       | 35,1   |
| Firebag                         | 44,2                         | —                      | —                   | —                       | 44,2   |
| MacKay River                    | 30,3                         | —                      | —                   | —                       | 30,3   |
| Terra Nova                      | —                            | 23,2                   | —                   | —                       | 23,2   |
| Hibernia                        | —                            | 30,9                   | —                   | —                       | 30,9   |
| White Rose                      | —                            | 14,5                   | —                   | —                       | 14,5   |
| Buzzard                         | —                            | 53,8                   | 7,0                 | 0,5                     | 55,5   |

- (1) Suncor n'indique pas les volumes de bitume qui sont valorisés pour devenir du PBS.

## Ressources éventuelles

GLJ a effectué une évaluation indépendante de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles pour tous les biens miniers de Suncor et pour les biens in situ de Suncor pour lesquelles GLJ a évalué les réserves. Pour les autres biens in situ, GLJ a vérifié l'évaluation qu'a faite Suncor de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles. La meilleure estimation des ressources éventuelles pour les biens classiques a été préparée par les propres évaluateurs de réserves qualifiés de Suncor conformément au manuel COGE. Compte tenu de ce qui précède, avec prise d'effet le 31 décembre 2010, la meilleure estimation des ressources brutes éventuelles de Suncor est présentée dans le tableau suivant.

| Meilleure estimation des ressources brutes éventuelles au 31 décembre 2010 <sup>(1)(2)(3)(4)</sup> | PBS           | Bitume       | Pétrole léger et moyen | Gaz naturel      | Liquides de gaz naturel |
|--|---------------|--------------|------------------------|------------------|-------------------------|
|  | Mb            | Mb           | Mb                     | Gpi <sup>3</sup> | Mb                      |
| Exploitation minière   | 6 050         | —            | —                      | —                | —                       |
| In situ  | 6 412         | 5 291        | —                      | —                | —                       |
| Côte Est du Canada   | —             | —            | 252                    | 1 961            | —                       |
| Gaz naturel  | —             | —            | 108                    | 7 943            | 11                      |
| Total – Canada   | 12 462        | 5 291        | 360                    | 9 904            | 11                      |
| Mer du Nord <sup>(5)</sup>   | —             | —            | 106                    | 45               | —                       |
| Autres – International   | —             | —            | 490                    | 287              | 5                       |
| É.-U.  | —             | —            | —                      | 133              | —                       |
| <b>Total de la meilleure estimation des ressources brutes éventuelles</b>                          | <b>12 462</b> | <b>5 291</b> | <b>956</b>             | <b>10 370</b>    | <b>17</b>               |

- (1) Les nombres dans le tableau ci-dessus sont arrondis au Mb ou au Gpi<sup>3</sup> le plus près, selon le cas, et le total pourrait par conséquent ne pas correspondre à la somme des colonnes.
- (2) Les volumes indiqués représentent les volumes ayant trait à la participation directe de Suncor dans des terrains auxquels des ressources éventuelles ont été attribuées.
- (3) 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 étant récupérables sur le plan commercial par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Il n'est pas certain qu'il sera viable sur le plan commercial de produire les ressources éventuelles.
- (4) 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.
- (5) « Mer du Nord » comprend les exploitations au large des côtes du R.-U. et de la Norvège.

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. La viabilité économique des ressources éventuelles est tributaire de l'établissement des prix et de la situation économique. Il n'y a pas de certitude que les ressources éventuelles seront, en totalité ou en partie, viables sur le plan commercial pour

en permettre la production. Pour que les ressources passent aux catégories de réserves, tous les projets doivent avoir un programme d'épuisement économique et ceci peut nécessiter, entre autres : (i) des forages de délimitation additionnels et/ou une nouvelle technologie pour les ressources éventuelles sans risque, (ii) l'approbation des organismes de réglementation et (iii) l'approbation de la Société d'aller de l'avant avec le développement.

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, et les progrès technologiques, qui pourraient avoir une incidence positive sur les estimations. De même, nous avons présumé que toutes les ressources éventuelles minières et certaines ressources éventuelles in situ seront valorisées et vendues en tant que PBS. Dans la mesure où ces volumes ne sont pas valorisés, mais sont plutôt vendus en tant que bitume, les volumes des ressources éventuelles déclarés seraient inférieurs pour le PBS et supérieurs pour le bitume et les volumes du total des ressources éventuelles seraient supérieurs en raison du facteur de rendement appliqué aux volumes du bitume lorsqu'il est valorisé pour devenir du PBS.

Parmi les éventualités qui empêchent actuellement la classification des ressources éventuelles en réserves, on compte notamment les suivantes :

- la nécessité d'un forage par carottage à plus forte densité afin de rehausser la certitude des ressources in situ;
- la nécessité d'une conception améliorée des installations et l'incertitude qui en découle pour ce qui est des frais et des calendriers de développement;
- la préparation de plans de développement fermes et de demandes d'approbation qui seront soumises aux organismes de réglementation (y compris les études connexes sur les réservoirs et le forage de délimitation);
- les approbations des organismes de réglementation;
- les approbations de la Société d'aller de l'avant avec le développement.

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. Lorsque toutes les approbations des organismes de réglementation et de la Société sont obtenues et que toutes les autres éventualités sont supprimées, les ressources peuvent alors être reclassées comme des réserves.

## 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 l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par des conventions conclues entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta, entre autres (y compris 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 actuellement pas en mesure de prévoir quelles autres dispositions ou modifications législatives pourraient être adoptées. Le texte qui suit présente certains des aspects principaux des lois, des règlements et des conventions qui régissent l'industrie pétrolière et gazière.

### Établissement des prix et commercialisation – Pétrole et 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) visant des quantités dépassant 30 000 m<sup>3</sup>/j et 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) visant des quantités dépassant 30 000 m<sup>3</sup>/j et d'une durée de deux ans au maximum ou les contrats d'exportation visant des quantités de 30 000 m<sup>3</sup>/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 tenant 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'Organisation des pays exportateurs de pétrole (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 pipelinière

Bien que des travaux de prolongement des pipelines soient en cours, il peut à l'occasion y avoir contingentement 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.

## Redevances et mesures incitatives

### Canada – Contexte

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 pétrole brut, de LGN, de soufre 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 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 les revenus imposables s'établissait à 18 % en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010 pour le revenu provenant d'une entreprise exploitée activement, y compris un revenu provenant de ressources. Avec l'élimination de la surtaxe des sociétés en date du 1<sup>er</sup> janvier 2008 et d'autres réductions présentées dans l'énoncé économique d'octobre 2007 et promulguées par la suite, le taux de l'impôt sur le revenu fédéral des sociétés diminuera pour passer à 15 % en cinq étapes, soit 19,5 % le 1<sup>er</sup> janvier 2008, 19 % le 1<sup>er</sup> janvier 2009, 18 % le 1<sup>er</sup> janvier 2010, 16,5 % le 1<sup>er</sup> janvier 2011 et 15 % le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

### Alberta

En Alberta, les sociétés obtiennent le droit d'explorer, d'exploiter et de développer les ressources pétrolières et gazières en échange de redevances, de primes sur les droits miniers et de loyers. Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a publié un rapport intitulé « The New Royalty Framework » (le « nouveau régime de redevances »), qui contient les propositions du gouvernement en vue de l'établissement du nouveau régime de redevances de l'Alberta et a été suivi de la *Mines and Minerals (New Royalty Framework) Amendment Act, 2008*, qui a reçu la sanction royale le 2 décembre 2008. Le nouveau régime de redevances et les nouvelles dispositions législatives applicables sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Le nouveau régime de redevances a établi de nouveaux taux de redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et les sables pétrolifères. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2009, les nouveaux taux de redevances s'appliquant au pétrole classique ont été établis au moyen d'une seule formule fonctionnant selon une échelle mobile qui s'applique mensuellement et qui fait passer l'ancienne redevance, qui variait entre 30 % et 35 % et qui s'appliquait aux volets anciens et nouveaux, à un taux pouvant aller jusqu'à 50 % avec des taux plafonds une fois que le prix du pétrole classique atteint 120 \$ CA/b. Cette formule fonctionnant selon une échelle mobile comprenait dans son calcul le prix du pétrole et la production du puits.

Pour ce qui est du gaz naturel, à l'instar du régime s'appliquant au pétrole classique, les redevances énoncées dans le nouveau régime de redevances ont été établies au moyen d'une seule formule fonctionnant selon une échelle mobile allant de 5 % à 50 %, avec un taux plafond une fois que le prix du gaz naturel atteint 16,59 \$ CA/gigajoule. Le taux établi par le nouveau régime de redevances était fondé sur la profondeur du puits, le taux de production, le prix du gaz et la qualité du gaz. Avant le nouveau régime de redevances, la redevance versée à la Couronne à l'égard de

la production de gaz naturel, sous réserve de diverses mesures incitatives, pouvait atteindre 30 % dans le cas du gaz naturel nouveau (découvert après 1974) et 35 % dans le cas du gaz naturel ancien (découvert avant 1974), selon un prix de référence prescrit ou un prix d'entreprise moyen. Le nouveau régime de redevances prévoit des allègements aux titres des redevances, aux termes du programme intitulé « Natural Gas Deep Drilling Program » (le « programme de forage en profondeur du gaz naturel »), pour les puits forés au-delà d'une profondeur verticale réelle de 2 000 mètres en fonction de la profondeur totale et du fait que le puits soit un puits d'exploration ou de développement. En réaction à la chute du prix des produits de base qui a été observée au cours du deuxième semestre de 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le 19 novembre 2008 l'établissement de taux de redevances transitoires échelonnés sur cinq ans afin de promouvoir les nouveaux forages. Aux termes de ce nouveau programme de réduction des redevances, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009, les sociétés qui forent de nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique en profondeur (d'une profondeur allant de 1 000 à 3 500 mètres) recevront une option unique, pour chaque puits individuellement, leur permettant d'adopter les nouveaux taux de redevances transitoires, qui limiteraient le taux de redevances à 30 %. Toutefois, leurs puits ne peuvent pas également recevoir un allègement aux termes du programme de forage en profondeur du gaz naturel. Pour être admissibles à ce programme, les puits doivent être forés pendant la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2013. Après cette période, tous les nouveaux puits forés seront automatiquement assujettis au nouveau régime de redevances.

D'autres changements au nouveau régime de redevances ont été annoncés le 11 mars 2010. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, le taux de redevance maximal pour le gaz naturel a été ramené à 36 %, et il n'est plus possible d'opter pour l'application des taux de redevances transitoires. Le nouveau programme de réduction des redevances pour les puits a été modifié de sorte que la redevance actuelle de 5 % est maintenant un taux permanent qui s'applique à la production tirée des puits de pétrole ou de gaz naturel, à la production de gaz tirée des zones de schiste, à la production de gaz tirée des zones de couche de houille et à la production tirée des puits de pétrole ou de gaz forés à l'horizontale, sous réserve de certaines restrictions. Le programme de forage en profondeur du gaz naturel est modifié pour les puits forés par battage ou approfondis à compter de mai 2010 de sorte que a) la production provenant d'intervalles de plus de 2 000 mètres est maintenant admissible, b) les avantages tirés des quatre nouveaux programmes de réduction des redevances pour les puits décrits ci-dessus s'appliquent en premier lieu, c) les périodes d'application de ces deux programmes se chevauchent et d) certains changements techniques n'excluent plus les puits aux termes de ce programme.

Les projets de sables pétrolifères sont également assujettis au nouveau régime de redevances et réglementés, entre autres choses, par le *Oil Sands Royalty Regulation, 2009* approuvé par le gouvernement de l'Alberta le 10 décembre 2008. Les redevances s'appliquant à nos projets in situ actuels Firebag et MacKay River étaient établies d'après le régime générique de 1997 jusqu'à la fin de 2008 et évaluées selon la valeur du bitume. Le nouveau régime de redevances, qui a augmenté les taux de redevances établis par le régime générique de 1997 en adoptant une redevance à taux variable allant de 25 % à 40 % de R-C (revenu-coût), sous réserve d'une redevance minimale de 1 % à 9 % de R, selon le prix du pétrole. Dans les deux cas, l'échelle mobile se déplace en fonction des augmentations du prix WTI, pourvu que celui-ci se situe entre 55 \$ CA/b et le taux maximal du prix WTI, soit de 120 \$ CA/b. La redevance s'appliquant à nos activités de sables pétrolifères de base et à nos activités de valorisation connexes est modifiée par des conventions conclues avec la Couronne (y compris la CMR de Suncor) et établie d'après l'écart R-C, sous réserve d'une redevance minimale s'établissant comme suit : a) en fonction de la valeur des produits valorisés jusqu'au 31 décembre 2008 avec des taux à 25 % de R-C, sous réserve d'une redevance minimale de 1 % de R, b) depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, une redevance fondée sur le bitume s'applique si Suncor exerce son option de transiter vers le régime de redevances générique fondé sur le bitume. Le taux de redevances demeurera à 25 % de R-C, sous réserve d'une redevance minimale de 1 % de R, mais s'appliquera à un facteur R-C révisé, où R sera fondé sur la valeur du bitume et C exclurait la quasi-totalité des frais de valorisation et des dépenses en immobilisations connexes, c) du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 31 décembre 2015, conformément à la CMR de Suncor que nous avons conclue avec le gouvernement de l'Alberta en janvier 2008, les taux du nouveau régime de redevances dont il est question ci-dessus s'appliqueront à la redevance à l'égard du bitume, sous réserve d'un taux maximal de 30 % de R-C et d'une redevance minimale de 1,2 % de R. En outre, la CMR de Suncor lui confère un certain degré d'orientation à l'égard de diverses questions, y compris la MEB (décrite ci-après), les frais admissibles, les redevances en nature et certaines taxes, et d) en 2016 et par la suite, le taux de redevances relatif à la totalité des activités de notre secteur Sables pétrolifères, qui comprennent nos activités d'exploitation minière de base et nos projets in situ, sera le taux prescrit par le nouveau régime de redevances sauf si celui-ci est modifié ou remplacé avant cette date.

Dans le cadre de la mise en œuvre de son nouveau régime de redevances, le gouvernement de l'Alberta a promulgué un nouveau règlement (ministériel) relatif à la MEB, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Ce règlement provisoire établit l'évaluation du bitume de 2009 à 2011. Le règlement final est en voie d'élaboration par la Couronne, qui établira le calcul relatif à la MEB pour les années à venir. Pour les activités minières de Suncor, la MEB est fondée sur les modalités de la CMR de Suncor, qui, d'après nous, imposent certaines limites sur la méthodologie

d'évaluation du bitume provisoire. Pour l'exercice 2009, Suncor a déposé un avis de non-conformité auprès de la Couronne, mentionnant que des rajustements raisonnables dans le calcul de la valeur du bitume de Suncor n'étaient pas considérés par la Couronne comme permis aux termes de la CMR de Suncor. En 2009 et pour la plus grande partie de 2010, les paiements de redevances à la Couronne pour nos activités minières ont été établis conformément à la CMR de Suncor, et les frais de redevances ont été comptabilisés au titre de la MEB provisoire de la Couronne. En décembre 2010, le ministre de l'Énergie a informé Suncor qu'une modification avait été apportée à la MEB de Suncor en ce qui a trait à la qualité et au transport, qui a donné lieu à des rajustements avant impôts aux bénéficiaires de 129 M\$, qui ont été comptabilisés à titre de réduction des frais de redevance. Suncor a déposé son deuxième avis de non-conformité auprès de la Couronne, pour 2009 et 2010, en ce qui a trait aux rajustements déraisonnables relatifs à la qualité effectués par le ministère. Aux termes de l'*Oil Sands Royalty Regulations, 2009*, Suncor a fourni des rapports sur les redevances de remplacement pour 2009 et 2010 à la demande du ministre et a versé, sous toutes réserves, le solde des redevances payables à la fin de janvier 2011. La CMR de Suncor prévoit l'amorce d'une procédure d'arbitrage si l'on ne parvient pas à un règlement sur ces questions, et Suncor a déposé un avis de commencement d'arbitrage auprès de la Couronne le 29 janvier 2011. Voir la rubrique « Facteurs de risque — Réglementation gouvernementale » de la présente notice annuelle.

En novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta et les propriétaires de la coentreprise Syncrude sont arrivés à une entente pour la mise en œuvre du nouveau régime de redevances pour le projet Syncrude (semblable à la CMR de Suncor). Aux termes des nouvelles modalités de redevances, le projet continuerait à verser 1 % de ses produits des activités ordinaires bruts, ou si cette somme est supérieure, 25 % des produits des activités ordinaires nets jusqu'à la fin de 2015. Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les taux de redevances aux termes du nouveau régime de redevances s'appliqueront au projet Syncrude. Dans le cadre de cette entente, Syncrude a exercé son option de verser des redevances en fonction des produits tirés du bitume plutôt que des produits tirés du PBS. Par suite de ce passage à une redevance fondée sur le bitume, l'installation de valorisation du projet Syncrude ne sera plus considérée comme faisant partie du projet de sables pétrolifères. Les propriétaires du projet Syncrude ont accepté de verser au total 1,25 G\$ en redevances au cours des 25 prochaines années, l'intérêt tenant compte des déductions de frais déductibles liés à l'installation de valorisation, qui avaient été antérieurement accordés. Les propriétaires ont également convenu de verser une redevance additionnelle de 975 M\$ sur une période de six années à compter de 2010, à la condition d'atteindre certains niveaux de production. Syncrude a également déposé un avis de non-conformité auprès de la Couronne, mentionnant que des rajustements raisonnables dans le calcul de la valeur du bitume n'avaient pas été pris en compte par la Couronne, avis similaire à l'avis déposé par Suncor à l'égard de sa CMR.

## **Côte Est du Canada**

Le régime de redevances applicable au projet Terra Nova comprend trois paliers. Les redevances se composent d'une redevance de base fonctionnant sur une échelle mobile payable pendant la durée du projet et de deux redevances nettes supplémentaires qui seront payables lorsque certains niveaux de rentabilité précis seront atteints. La redevance de base est payable sous forme de pourcentage des produits des activités ordinaires tirés bruts du champ; elle commence au taux de 1 % et peut atteindre 10 %, selon les niveaux de production cumulée et la réalisation d'une récupération simple de l'investissement initial. Une fois réalisée la récupération prévue au premier palier, y compris une allocation de rendement déterminée, la redevance nette du premier palier deviendra égale à la redevance de base ou, si cette somme est plus élevée, à 30 % des produits des activités ordinaires nets. Une redevance nette supplémentaire, de deuxième palier, correspondant à 12,5 % des produits des activités ordinaires nets s'appliquera lorsqu'un autre seuil de récupération sera atteint, y compris une allocation de rendement supplémentaire. En 2008, Suncor a généré des redevances de deuxième palier pour Terra Nova et le taux de redevance a augmenté pour passer de 30 % des produits des activités ordinaires nets à 42,5 % des produits des activités ordinaires nets. En 2010, les paiements de redevances de Terra Nova se sont établis en moyenne à 35 % des produits des activités ordinaires bruts.

Le régime de redevances applicable au projet Hibernia comprend trois paliers : une redevance brute, une redevance nette et une redevance supplémentaire. La redevance brute est passée à 5 % des produits des activités ordinaires bruts provenant du champ le 1<sup>er</sup> juillet 2003. Le taux de redevance brut était fixé à 5 % jusqu'à ce que la récupération de l'investissement initial donnant lieu à l'application de la redevance nette soit atteinte. La redevance brute est indexée aux prix du pétrole brut à certaines conditions. Lorsque l'investissement initial aura été récupéré, y compris une allocation de rendement déterminée, une redevance nette correspondant à 30 % des produits des activités ordinaires nets ou, si cette somme est supérieure, à 5 % des produits des activités ordinaires bruts, deviendra également payable. Suncor a généré des redevances nettes de 30 % pour Hibernia en 2009. Après qu'un niveau supplémentaire est atteint, ce qui comprend une allocation de rendement additionnelle, une redevance supplémentaire correspondant à 12,5 % des produits des activités ordinaires nets deviendra également payable. De plus, la production d'Hibernia est assujettie à des droits du gouvernement fédéral sur le bénéfice net correspondant

au plus à 10 % des produits des activités ordinaires nets, qui ont commencé à s'appliquer au cours du premier trimestre de 2009. En 2010, les redevances et les droits sur le bénéfice net d'Hibernia ont atteint en moyenne 38 % des produits des activités ordinaires bruts. Également en 2010, une entente a été conclue avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador sur l'admissibilité des frais de transport en déduction des redevances.

En juillet 2003, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publié des règlements relatifs au régime de redevances qui s'appliquera au développement des ressources pétrolières extracôtières, à l'exception des champs Hibernia et Terra Nova. Le régime général de redevances extracôtières se compose d'une redevance de base à taux variable payable pendant la durée du projet et d'une redevance nette à deux paliers payable lorsque certains niveaux précis de rentabilité sont atteints. La redevance de base, calculée sous forme de pourcentage des produits des activités ordinaires bruts des champs, commence au taux de 1 % et peut atteindre 7,5 % selon les niveaux de production cumulée et la réalisation d'une récupération simple de l'investissement initial. Une fois réalisée la récupération prévue au premier palier, y compris une allocation de rendement, la redevance nette du premier palier est égale à la redevance de base ou à 20 % des produits des activités ordinaires nets, selon le plus élevé des deux. Une redevance nette supplémentaire, du deuxième palier, de 10 % est payable lorsqu'un rendement du capital investi plus élevé est atteint. En 2008, Suncor a généré des redevances de deuxième palier à White Rose, et le taux de redevance a augmenté, passant de 20 % des produits des activités ordinaires nets à 30 % des produits des activités ordinaires nets. Au cours du deuxième trimestre de 2010, Suncor a commencé à verser des redevances de base de 1 % sur la production tirée de la partie North Amethyst de son projet White Rose. Les taux de redevances pour le champ North Amethyst sont établis en fonction de la même échelle que ceux pour le champ de base de White Rose, à l'exception d'une super redevance de 6,5 %, qui coïncidera avec le premier palier si le WTI est supérieur à 50 \$/b. La redevance relative à North Amethyst est demeurée au taux de base de 1 % pour 2010. Dans l'ensemble, la redevance relative à White Rose représentait en moyenne 25 % des produits des activités ordinaires bruts pour 2010.

Voir également la rubrique « Facteurs de risque — Réglementation gouvernementale » de la présente notice annuelle.

### **Contrats de partage de la production**

Les montants présentés comme des redevances sur la production tirée des exploitations en Libye et en Syrie sont déterminés aux termes de CPP. Les montants calculés 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. Tous les intérêts du gouvernement à l'égard des exploitations, exception faite des impôts sur le revenu, sont présentés sous forme de redevances.

Suncor mène ses activités en Lybie en vertu de CEPP, aux termes desquels la société acquitte 50 % des coûts et les récupère à partir d'une part de 12 % de la production. La production excédentaire est ensuite partagée entre Suncor et le gouvernement libyen.

En Syrie, le projet gazier Ebla est exploité en vertu d'un CPP, aux termes duquel la Société acquitte la totalité des coûts et les récupère à partir d'une part de 40 % de la production, déduction faite des redevances de 12,5 %. Le profit restant est partagé entre Suncor et le gouvernement syrien.

Voir également « Réglementation gouvernementale » à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

### **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 frontalières 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 (par exemple, le CNLOPB).

À l'étranger, 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, elles exigent que la Société abandonne et remette en état à la satisfaction des autorités provinciales l'emplacement des puits et des installations. 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 gaz à effet de serre, 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. 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 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.

À l'automne 2009, le gouvernement de l'Alberta a adopté la *Land Stewardship Act* (LSA). En vertu de cette loi, la province est divisée en sept régions à des fins de planification, et chaque région doit être gérée selon un système de gestion des effets cumulatifs. L'une des régions délimitées par la LSA est la région Lower Athabasca, qui comprend les activités relatives aux sables pétrolifères de Suncor. Le plan pour la région Lower Athabasca devrait être publié en 2011, et son contenu pourrait avoir une incidence sur les activités existantes ou futures de Suncor.

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 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 accélérant la remise en état des terrains, en installant du nouveau matériel de réduction des émissions et en saisissant d'autres occasions, comme le captage et le stockage du carbone.

## Réglementation relative aux changements climatiques

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

## 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. L'accord a été généralement accepté par les pays membres au sommet de Copenhague, mais n'est pas contraignant et ne contient aucun engagement contraignant pour la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>; il ne prévoit pas non plus de mécanismes de conformité. 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, aucun plan détaillé n'a encore été établi sur la façon dont ces réductions seront réalisées. L'accord de Copenhague et le protocole de Kyoto sont demeurés inchangés à la suite de la CP 16, qui a eu lieu à Cancun, au Mexique.

## 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. 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 le biodiésel. Le gouvernement fédéral canadien n'a toutefois pas encore adopté de législation exhaustive sur les changements climatiques. Il a déclaré qu'il ferait concorder sa législation sur les émissions de GES avec celle des États-Unis. Comme l'approche que prendront les États-Unis demeure nébuleuse, on ne peut savoir avec certitude si le gouvernement canadien mettra en œuvre une législation sur les changements climatiques qui touchera l'ensemble de l'économie ou seulement des secteurs donnés ni quels types de mécanismes de conformité seront à la disposition des grands émetteurs; on ne connaît pas non plus le moment où une telle législation sera adoptée.

## 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 finaux. 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 2007, le gouvernement de l'Alberta a déposé la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (Alberta), qui plafonne l'intensité des émissions (émissions de GES par unité de production) des installations émettant plus de 100 000 tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub> (« CO<sub>2</sub>e ») par année. Les installations de l'Alberta de Suncor sont assujetties à cette loi. La loi, qui est entrée en vigueur en juillet 2007, prévoit une réduction de l'intensité des émissions de 12 % à partir d'un niveau de base établi.

En mars 2011, elle déposera des rapports de conformité indiquant les mesures qu'elle a prises au cours de l'exercice afin de faire la preuve que chaque installation a respecté sa cible d'intensité pour 2010 ou a pris des mesures pour compenser l'intensité de ses émissions. Les options en matière de conformité qui s'offrent à Suncor comprennent la réduction des émissions, l'utilisation de projets de compensation sanctionnés par l'Alberta ou une contribution au Climate Change and Emissions Management Fund de l'Alberta (le fonds de technologie de l'Alberta) au coût actuel de 15 \$ la tonne. Au cours de la période de conformité allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2010, on estime que les frais de Suncor liés à la conformité s'établissent entre 5 M\$ et 10 M\$. Les frais définitifs pour 2010 seront établis lorsque la Société aura déposé son rapport de conformité auprès de la province de l'Alberta, en mars 2011. En 2010, 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 fonds de technologie, option stratégique fortement soutenue par Suncor. Aucun changement important n'est prévu à la réglementation de l'Alberta pour l'année à venir.

La *GHG Reduction Act* de la Colombie-Britannique est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Elle exige le contrôle de toutes les grandes émissions et l'établissement de rapport sur celles-ci et se veut un premier pas vers la conformité à la Western Climate Initiative (initiative de réduction dirigée par la Californie ayant pour membres plusieurs États américains et provinces canadiennes). Le projet de réglementation pour l'établissement d'un système de plafonnement et d'échange ainsi que la réglementation sur les crédits d'émission ont été publiés par le B.C. Climate Action Secretariat et devraient être finalisés au cours de 2011. L'incidence d'un éventuel système de plafonnement et d'échange ne peut être quantifiée étant donné le manque de précisions à l'heure actuelle concernant son fonctionnement. La Colombie-Britannique a également instauré une taxe sur le carbone en 2008, dont le montant initial était de 10 \$/tonne de CO<sub>2</sub> et qui grimpe de 5 \$ par an jusqu'en 2012, où elle atteint un plafond de 30 \$/tonne.

Cette taxe 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. À l'heure actuelle, Suncor exploite des installations de production et de collecte de gaz naturel en Colombie-Britannique.

L'Ontario et le Québec sont également membres de la Western Climate Initiative (la « WCI »). L'Ontario a institué une réglementation 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. Le Québec instituera la déclaration obligatoire pour les grandes installations à compter de 2011 et évalue la possibilité de mettre en place un système d'échange et de plafonnement s'inscrivant dans le cadre de la WCI. Les deux provinces mettent en œuvre leurs initiatives de façon progressive, commençant par des déclarations qui sont faciles à implanter pour progresser vers des exigences plus rigoureuses au cours des prochaines années. À l'heure actuelle, Suncor exploite une raffinerie et une installation de produits pétroliers en Ontario ainsi qu'une raffinerie au Québec.

### **Réglementation sur les GES des États-Unis**

Plusieurs tentatives ont été effectuées au cours de 2010 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. Étant donné le vide législatif actuel, le président effectue des pressions afin que la U.S. Environmental Protection Agency (« l' EPA ») réglemente les GES en vertu de la Clean Air Act. Les conséquences de la réglementation de l'industrie en vertu de l'EPA sont encore 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). Cette initiative visera 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.

### **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. Cette législation n'a toutefois pas été finalisée, particulièrement compte tenu du fait que la réunion de la CP 16 n'a pu déboucher sur une entente pour la poursuite du protocole de Kyoto au-delà de 2012.

## FACTEURS DE RISQUE

Nous nous efforçons sans cesse d'atténuer les risques pour notre entreprise. Ce processus comporte un vaste examen des risques à l'échelle de l'entité. Nous effectuons l'examen interne tous les ans pour nous assurer que tous les risques importants ont été cernés et gérés convenablement. Le texte qui suit présente une liste de facteurs de risque liés à Suncor et à notre entreprise.

### Volatilité des prix des produits de base et fluctuation du taux de change

Notre rendement financier futur est étroitement lié aux prix du pétrole brut et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel. Les prix de ces produits de base peuvent être influencés par les facteurs de l'offre et la demande globales et régionales. La croissance économique mondiale, les changements sur le plan politique, le respect ou le non-respect des quotas imposés par les membres de l'OPEP et les conditions météorologiques, entre autres, peuvent toucher l'offre et la demande de pétrole à l'échelle mondiale. Les prix du gaz naturel que nous réalisons dans notre secteur Gaz naturel sont touchés principalement par l'offre et la demande nord-américaines et par les prix d'autres sources d'énergie. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner non seulement une grande volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel, mais aussi une variation des différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et le pétrole brut léger, ce qui pourrait avoir une incidence sur les prix du pétrole brut sulfureux et du bitume. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont connu de fortes fluctuations au cours des dernières années. Étant donné l'incertitude économique mondiale actuelle, nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues à l'égard des prix du pétrole brut et du gaz naturel à court terme et par la suite, avec la possibilité que les prix du pétrole brut redescendent aux bas niveaux que nous avons connus en 2008 et 2009. Une période prolongée de faibles prix du pétrole brut et du gaz naturel pourrait avoir une incidence sur la valeur de nos biens pétroliers et gaziers et le niveau des dépenses affectées à des projets de croissance et entraîner une réduction de la production à certains biens. Par conséquent, les faibles prix du gaz naturel et du pétrole brut en particulier pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, nous avons procédé à une évaluation de la valeur comptable de notre actif dans la mesure exigée par les PCGR du Canada. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel baissent, la valeur comptable de notre actif pourrait faire l'objet de révisions à la baisse, et cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre bénéfice.

Notre secteur d'aval est sensible aux marges de gros et de détail à l'égard de ses produits raffinés, notamment l'essence, le diesel, les produits pétrochimiques et l'asphalte. La volatilité des marges dépend entre autres choses de la compétitivité globale des marchés, des conditions météorologiques, du coût du pétrole brut et des variations de l'offre et de la demande de produits raffinés. Nous prévoyons que la volatilité des marges et des prix et la compétitivité globale des marchés, y compris la possibilité que de nouveaux acteurs entrent sur le marché, se poursuivront. Par conséquent, on peut s'attendre à une fluctuation des résultats d'exploitation de notre secteur Raffinage et commercialisation et à ce que cette fluctuation puisse avoir un effet défavorable important sur les produits d'exploitation.

Nos états financiers consolidés 2010 sont présentés en dollars canadiens. Les résultats d'exploitation sont touchés de façon importante par les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et ils sont également touchés par les taux de change entre le dollar canadien, l'euro et la livre sterling. Ces taux de change peuvent fluctuer grandement et donner lieu à une exposition, favorable ou défavorable, au risque de change et ainsi créer un autre élément d'incertitude. Si cette fluctuation était défavorable, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### Réglementation gouvernementale

La Société, et l'industrie pétrolière et gazière en général, sont régies par la réglementation fédérale, provinciale, étatique et municipale applicable dans de nombreux pays. Cette industrie est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions 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, la réduction des émissions de GES et autres émissions, l'exportation de pétrole brut, de gaz naturel et d'autres produits, l'attribution ou l'acquisition de droits d'exploration et de production, de droits 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. De plus amples renseignements sur la réglementation applicable sont donnés dans les sous-rubriques suivantes.

### **Réglementation environnementale**

La Société est assujettie à une réglementation environnementale aux termes de divers règlements et diverses lois fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux au Canada, aux États-Unis, au Royaume-Uni et dans d'autres pays. Voir « Situation dans l'industrie — Réglementation environnementale » dans la présente notice annuelle. 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;
- 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;
- la mise en œuvre aux États-Unis de règlements ou de politiques visant à limiter les achats de pétrole au pétrole classique, ou 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.

Des modifications à la réglementation environnementale pourraient avoir un effet défavorable important sur nous du point de vue de la demande de produits, de la reformulation et de la qualité des produits, des méthodes de production, des coûts de distribution et des résultats financiers. À titre d'exemple, l'obligation d'utiliser des essences à combustion plus propres pourrait nous occasionner des frais supplémentaires, qui pourraient ou non être récupérables sur le marché. La complexité et l'ampleur de ces questions font qu'il est extrêmement difficile de prévoir leur effet futur sur nous. 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 de plus en plus rigoureux. Le respect de la réglementation environnementale peut occasionner des dépenses importantes, et la violation de la réglementation environnementale pourrait entraîner l'imposition d'amendes et de sanctions, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages-intérêts et la perte de licences et de permis importants, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### **Réglementation en matière de changements climatiques**

Bien qu'il y existe un système de réglementation bien défini en matière de GES comportant des cibles pour toutes les grandes installations industrielles en Alberta, aucun autre territoire nord-américain n'a encore promulgué de mesures de conformité strictes et similaires. Suncor prévoit que la situation actuelle est appelée à être remplacée au cours des prochaines années par une série de régimes de réglementation régionaux ou par un régime fédéral universel. 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 ou l'incidence que celles-ci auront sur la Société, son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie.

Le gouvernement fédéral canadien a déclaré qu'il alignera sa législation relatives aux émissions de GES sur la législation des États-Unis. Toutefois, puisque l'approche que les États-Unis adopteront et le moment retenu demeurent inconnus, la question de savoir si le gouvernement fédéral mettra en œuvre une législation en matière de changements climatiques générale ou propre à chaque secteur d'activités demeure incertaine ainsi que le genre de mécanisme de conformité dont les grands émetteurs pourront se prévaloir.

La Colombie-Britannique a un projet de réglementation visant un système de plafonnement et d'échange de même qu'une réglementation sur les crédits d'émission qui devraient être finalisés plus tard en 2011. L'incidence de ces règlements ne peut être quantifiée étant donné le manque de précisions à l'heure actuelle concernant le fonctionnement de ce système.

Bien qu'il soit possible que les lois et règlements à venir imposent des obligations importantes en cas de non-respect de leurs exigences, le coût pour se conformer à la nouvelle réglementation en matière d'environnement et de changements climatiques ne devrait pas être si élevé au point de représenter un désavantage important ou de nuire à notre position concurrentielle. Dans le cadre de notre planification continue des activités, Suncor évalue les coûts potentiels liés aux émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans notre évaluation de projets futurs, en fonction de notre compréhension actuelle des règlements à venir et possibles en matière de gaz à effet de serre. 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. 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 CO<sub>2</sub> équivalent appliqué à différentes politiques de réglementation et de sensibilisation aux prix.

La Californie a promulgué la loi « AB32 », qui prescrit une norme sur les carburants à faible teneur en carbone (NCFTC); même si Suncor ne commercialise pas directement ses produits dans l'État de la Californie, l'adoption de législations en matière de NCFTC par d'autres États pourrait entraver sérieusement nos exportations de pétrole brut dérivé des sables pétrolifères, si les territoires importateurs se refusent de reconnaître les exigences de réduction de 12 % obligatoires imposées par le territoire d'exportation de la Société (soit l'Alberta).

Il apparaît relativement certain que les règlements et objectifs en matière de GES vont continuer à devenir de plus en plus rigoureux, et bien que Suncor poursuivra ses efforts en vue de réduire l'intensité de l'unité de du CO<sub>2</sub> dans le cadre de ses activités, les émissions absolues de CO<sub>2</sub> de la Société vont continuer à croître alors que nous poursuivons une stratégie de croissance prudente et planifiée.

### **Remise en état**

Il existe des risques associés à notre capacité de réaliser des travaux de remise en état, notamment la remise en état de bassins de résidus qui contiennent de l'eau, de l'argile et du bitume résiduel produits au cours du procédé d'extraction. En février 2009, la ERCB a émis une directive intitulée « Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes ». La directive établit des critères de rendement des activités liées aux résidus, une exigence d'approbation et de suivi spécifiques des bassins de résidus, une exigence relative à la déclaration des plans d'utilisation des résidus et des modifications des exigences du plan de mine annuel exigé par la ERCB et un processus d'approbation visant à réguler les activités liées aux résidus.

Le 15 octobre 2009, la Société s'est adressée à la ERCB et à l'Alberta Environment pour obtenir la permission de modifier ses activités actuelles et/ou ses activités approuvées à l'est de la rivière Athabasca et de passer à la nouvelle stratégie planifiée TRO<sup>MC</sup> de la Société. En 2010, la Société a obtenu l'approbation des organismes de réglementation pour passer à un nouveau plan de gestion des résidus qui repose sur le processus de gestion des résidus TRO<sup>MC</sup> exclusif à la Société. Le processus TRO<sup>MC</sup> devrait permettre à la Société d'accélérer le rythme de la remise en état et de réduire les coûts à long terme.

À l'heure actuelle, aucun bassin n'a été pleinement remis en état au moyen de cette technologie. Le succès du processus TRO<sup>MC</sup> et le temps nécessaire à la remise en état de bassins de résidus pourraient faire croître ou diminuer les estimations actuelles des coûts liés à la mise hors service. Si nous ne mettons pas en œuvre adéquatement nos programmes de remise en état, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### **Redevances**

Les facteurs de risque suivants pourraient faire en sorte que les frais liés aux redevances soient sensiblement différents de ceux actuellement estimés et avoir une incidence sur les redevances devant être versées.

## *Alberta*

Le gouvernement de l'Alberta a promulgué le nouveau règlement (ministériel) relatif à la MEB dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances intitulé « New Royalty Framework », avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Ce règlement provisoire établit l'évaluation du bitume de 2009 à 2011. La Couronne est en train d'élaborer le règlement définitif, lequel établira la MEB pour les années à venir. Pour les activités minières 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 tel qu'elle a été récemment promulguée. Pour les années 2009 et 2010, Suncor a déposé des avis de non-conformité auprès de la Couronne, faisant valoir que des ajustements raisonnables dans le calcul de la valeur du bitume de Suncor n'avaient pas été considérés par la Couronne comme l'autorisait la CMR de Suncor. Suncor a également déposé auprès de la Couronne un avis annonçant le début des procédures d'arbitrage aux termes de la CMR de Suncor. Syncrude a également déposé un avis de non-conformité à l'égard de l'établissement de la valeur du bitume aux termes de ses conventions avec la Couronne. La décision finale dans ces affaires pourrait avoir une incidence importante sur les redevances futures payables à la Couronne.

Le gouvernement a promulgué le nouveau règlement ministériel sur les coûts admissibles pour les sables pétrolifères dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. On s'attend à ce que certaines règles commerciales relatives au coût admissible soient précisées davantage. Les modalités de la CMR de Suncor, et l'entente similaire conclue par Syncrude, établissent l'obligation en matière de redevances jusqu'en 2015 pour nos activités minières. Toutefois, des changements potentiels et l'interprétation du règlement relatif aux coûts admissibles, pourraient, au fil du temps, avoir une incidence importante sur le montant des redevances devant être versées.

En outre, les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les volumes de production, les taux de change, les frais d'exploitation et les coûts en capital de chaque projet de sables pétrolifères, les modifications apportées par le gouvernement de l'Alberta au nouveau régime de redevances, les modifications apportées à d'autres lois et la survenance d'événements imprévus pourraient avoir une incidence sur les paiements de redevances à la Couronne.

## *Redevances pour la Côte Est du Canada*

Suncor et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ont actuellement des discussions aux fins de régler certaines questions en cours qui ont une incidence sur l'exercice actuel et les exercices antérieurs. Le règlement de ces questions pourrait avoir une incidence sur les paiements de redevances devant être effectués à la Couronne. En outre, les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les volumes de production, les taux de change, les frais d'exploitation et les coûts en capital de chaque projet, les changements résultant des vérifications réglementaires des dépôts d'exercices antérieurs, les autres modifications aux régimes de redevances applicables apportées par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, les modifications apportées à d'autres lois et la survenance d'événements imprévus pourraient avoir une incidence sur les paiements de redevances à la Couronne.

## *Contrats de partage de production*

Les paiements aux termes des CPP pourraient être touchés par les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les volumes de production, les taux de change, les frais d'exploitation et les coûts en capital, les changements résultant des vérifications réglementaires des dépôts d'exercices antérieurs; les autres modifications apportées au régime de redevances applicable par des gouvernements ou d'autres organismes de réglementation; les modifications apportées à d'autres lois et la survenance d'événements imprévus peuvent tous potentiellement avoir un impact sur les redevances devant être versées à l'égard de nos activités internationales en Libye et en Syrie.

## **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, qui peuvent comprendre 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, 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 dont le gouvernement des États-Unis peut estimer qu'ils commanditent le terrorisme) et d'autres incertitudes découlant de la souveraineté de gouvernements étrangers sur les activités internationales de la Société. 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.

### Risque d'exploitation et autres incertitudes

Chacun de nos principaux secteurs, soit les secteurs Sables pétrolifères, Gaz naturel, International et extracôtier et Raffinage et commercialisation, exige des investissements considérables et comporte par conséquent des risques financiers et des occasions. Généralement, nos exploitations sont soumises à des dangers et risques, comme les incendies, explosions, fuites gazeuses, migrations de substances dangereuses, éruptions, pannes d'électricité et déversements de pétrole, qui peuvent causer des blessures corporelles, la mort, des dommages aux biens, aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes, à l'équipement et à l'environnement, ainsi que l'interruption de l'exploitation.

En outre, toutes nos exploitations 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 pipelinère, combinées aux contraintes liées à la capacité des usines, pourraient avoir une incidence défavorable sur notre capacité de maintenir la production aux niveaux optimaux aux installations de production de pétrole brut et de gaz naturel. La sous-rubrique « Main-d'œuvre et matériaux » ci-après traite également des risques liés à la disponibilité de la main-d'œuvre spécialisée nécessaire à l'exercice de nos activités de manière efficace et sécuritaire.

Pour le secteur Sables pétrolifères, l'exploitation minière des sables pétrolifères, la production de bitume au moyen de méthodes in situ, l'extraction du bitume des sables pétrolifères et la valorisation de ce bitume pour en faire du PBS et d'autres produits comportent certains risques et incertitudes. Les exploitations du secteur Sables pétrolifères peuvent 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. Des conditions météorologiques particulièrement rigoureuses aux exploitations du secteur Sables pétrolifères peuvent entraîner une réduction de la production hivernale et, dans certains cas, engendrer des coûts plus élevés. Même s'il n'y a pratiquement aucuns frais de découverte liés aux ressources de sables pétrolifères, les coûts liés à la délimitation des ressources, les coûts associés à la production, y compris l'aménagement de mines et le forage de puits pour les activités de DGMV, et ceux associés à la valorisation du bitume pour en faire du PBS peuvent comporter d'importants déboursés. Les coûts liés à la production aux exploitations du secteur Sables pétrolifères sont en grande partie fixes à court terme. Par conséquent, les frais d'exploitation unitaire dépendent en grande partie des niveaux de production.

Des risques et des incertitudes sont associés aux activités de notre secteur Gaz naturel, notamment tous les risques normalement liés au forage de puits de gaz naturel, à l'exploitation et au développement de ces biens, y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues, la baisse prématurée des réservoirs, les incendies, les explosions, les éruptions, les défauts de l'équipement et d'autres accidents, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et d'autres risques environnementaux.

Nos activités internationales et extracôticières incluent 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 ou à d'autres conditions climatiques violentes, et 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. La survenance de ces événements pourrait entraîner la suspension du forage ou des activités, occasionner des dommages ou la destruction du matériel utilisé et blesser ou causer la mort du personnel des installations. Les dommages causés à l'environnement, particulièrement en raison de déversements de pétrole survenus dans la cadre de nos activités, les incendies majeurs et non contrôlés ou les décès pourraient résulter de ces activités.

L'entreprise de notre secteur Raffinage et commercialisation est soumise à tous les risques normalement inhérents à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que 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.

Nous sommes également exposés à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, les intrusions, les dommages causés aux installations éloignées, le vol et les logiciels malveillants ou les attaques du réseau.

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 notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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. Les pertes non couvertes par l'assurance pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. En 1990, 2003 et 2005, nous avons créé trois entités d'autoassurance pour fournir une assurance supplémentaire contre les pertes d'exploitation éventuelles. Au cours du premier trimestre de 2010, ces trois entités ont fusionnées pour ne former qu'une seule entité.

### **Exécution des projets**

Il existe certains risques liés à l'exécution de nos projets majeurs. Ces risques comprennent notre capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations réglementaires nécessaires; les risques liés à l'échéancier, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié; l'incidence de la conjoncture économique, des conditions commerciales et de la conjoncture du marché en général; l'incidence des conditions météorologiques; notre capacité de financer la croissance si les prix des produits de base baissent et demeurent à de faibles niveaux pendant une période prolongée, les risques liés au redémarrage de projets mis en veille, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations et l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des attentes du public relativement aux impacts du développement des sables pétrolifères sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein de notre actif existant pourraient retarder l'atteinte des objectifs. La direction est d'avis que l'exécution de projets majeurs soulève des questions qui nécessitent une gestion prudente des risques. Nos estimations des coûts des projets comportent également des risques. Certaines estimations de coûts sont fournies au moment de la conception des projets et avant le début ou la fin de la conception et des études techniques détaillées finales servant à réduire la marge d'erreur. Par conséquent, les coûts réels peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être importantes. Les pertes qui pourraient découler de la matérialisation de l'un ou l'autre de ces risques pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

L'entreprise de notre secteur Sables pétrolifères pourrait subir des pertes de production du fait de l'interdépendance de ses systèmes constituants. Grâce à nos projets d'expansion, nous nous attendons à atténuer les effets défavorables des systèmes interdépendants et à réduire les effets des arrêts complets d'usine sur la production et sur les flux de trésorerie. Par exemple, nous avons ajouté une deuxième installation de valorisation, ce qui nous donne la souplesse nécessaire pour faire l'entretien périodique de l'usine dans une installation tout en continuant de générer une production et des flux de trésorerie dans l'autre. Si nous étions incapables de gérer ces risques adéquatement, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### **Risque lié à la réputation**

La perception du public à l'égard des sociétés pétrolières et de leurs activités, y compris les émissions de GES liées aux projets actuels et futurs dans le secteur des sables pétrolifères en Alberta, pourrait poser problème relativement aux autorisations de développement et d'exploitation ou à l'accès au marché des produits, ce qui pourrait nuire directement ou indirectement à la rentabilité.

### **Approbation de permis**

Avant de procéder à l'exécution de la plupart des projets majeurs, notamment des modifications importantes de nos activités actuelles, nous devons obtenir des approbations des organismes de réglementation. Le processus d'approbation réglementaire peut comporter la consultation des parties intéressées, des évaluations des impacts environnementaux et des audiences publiques, entre autres. En outre, les approbations des organismes de réglementation peuvent être assorties de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Le défaut d'obtenir les approbations des organismes de réglementation ou le défaut de les obtenir au moment opportun 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 notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Ces règlements peuvent être modifiés de temps à autre pour tenir compte de nombreux facteurs, notamment les conditions économiques ou politiques. La mise en application de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants touchant l'industrie pétrolière

et gazière pourrait réduire la demande de pétrole brut et de gaz naturel, augmenter nos coûts et avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### **Main-d'œuvre et matériaux**

L'exploitation réussie de l'entreprise de la Société et sa capacité d'accroître ses activités dépendront de la disponibilité d'une main-d'œuvre spécialisée et des matériaux nécessaires, et de la concurrence à cet égard. L'offre et la demande à l'égard de travailleurs expérimentés demeure limitée, même dans des conditions économiques incertaines, et nous pourrions avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de nos activités actuelles et futures. 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. Les risques liés à la réalisation de grands projets d'immobilisations sont décrits à la sous-rubrique « Exécution des projets » ci-dessus.

### **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 devraient 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. La direction continue à réduire les effets de ces risques au moyen d'une planification de la relève continue et de la surveillance des conditions prévalant dans l'industrie.

### **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, du navire de PSD utilisé à l'égard du champ pétrolifère Terra Nova et de Sun-Canadian Pipeline Company Limited sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 32 % de nos employés syndiqués sont membres du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (le « SCEP »). Toute interruption de travail à laquelle participeraient nos employés et/ou des corps de métier contractuels travaillant à nos projets ou installations pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Voir la rubrique « Employés de Suncor » dans la présente notice annuelle.

### **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.

### **Risque lié à l'intégration**

La Société a réalisé la fusion avec Petro-Canada afin de renforcer sa position dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel et de créer la possibilité de réaliser certains avantages, notamment des réductions de coûts et d'autres synergies d'exploitation. La réalisation des avantages découlant de la fusion dépend en partie de la capacité de Suncor de tirer parti de façon efficace de sa taille, de la portée de ses activités et de sa position de chef de file dans l'industrie des sables pétrolifères, de réaliser les synergies en matière de capitaux et d'exploitation prévues, d'ordonner de façon rentable les perspectives de croissance de ses actifs, d'exécuter les dessaisissements prévus et de maximiser le potentiel des occasions d'améliorer sa croissance et des possibilités de trouver des fonds qui s'offrent à elle après le regroupement des entreprises et des activités de Suncor et de Petro-Canada. Divers facteurs, notamment les facteurs de risques énoncés dans la présente notice annuelle, pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de réaliser les avantages prévus de la fusion.

La capacité de réaliser les avantages découlant de la fusion dépendra également en partie de la réussite du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités, des procédures et du personnel en temps utile et de façon efficace, ainsi que de la capacité de Suncor de réaliser les occasions de croissance prévues et les synergies découlant de l'intégration des entreprises de Suncor et de Petro-Canada. Cette intégration est en cours et exige que la direction y consacre des efforts, du temps et des ressources importants, lesquels peuvent accaparer l'attention et les ressources que la direction consacrerait à d'autres occasions stratégiques et aux questions opérationnelles. Le processus d'intégration peut entraîner la perte d'employés clés et la perturbation des activités commerciales et des liens avec les clients et les employés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de Suncor de réaliser les avantages prévus de la fusion.

### **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 de PBS 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 techniques et est fonction de la qualité et de la quantité des données existantes, qui ont pu être recueillies avec le temps. Dans le secteur Sables pétrolifères, 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. Ces estimations tiennent compte de la capacité de production actuelle et des rendements de la valorisation, des plans de mines actuels, de la durée de vie utile de l'exploitation et des contraintes réglementaires. Les estimations des réserves et des ressources de Firebag et de MacKay River sont fondées sur une évaluation géologique des données fournies par les forages d'évaluation, l'analyse des carottes et les sondages sismiques, et le succès commercial démontré du procédé 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. 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.

Les flux de trésorerie nets provenant de la production réels découlent de nos réserves de pétrole et de gaz et varieront par rapport aux estimations qui sont présentées dans les évaluations des réserves, et l'écart pourrait être 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.

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

Les réserves classiques futures de pétrole et de gaz naturel ainsi que la production des exploitations de nos secteurs International et extracôtier et Gaz naturel sont hautement tributaires de notre capacité de découvrir ou d'acquérir des réserves supplémentaires et d'exploiter nos réserves existantes. Sans l'ajout de réserves de pétrole et de gaz naturel classiques par l'exploration et le développement ou les acquisitions, nos réserves et notre production de pétrole et de gaz naturel classiques diminueront au fil des ans 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. Par conséquent, les taux de baisse passés 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 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 diminuée. En outre, le rendement à long terme de l'entreprise de pétrole et de gaz naturel classiques 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. Rien ne garantit que nous pourrions trouver et développer ou acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer la production à des coûts acceptables.

### Récupération in situ

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 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.

### 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 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.

### Activités de commerce d'énergie

La nature des activités de commerce d'énergie crée une exposition à des risques financiers importants. Parmi ces risques, citons 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 que nous subissions une perte par suite d'une erreur humaine ou d'une lacune de nos systèmes ou mesures de contrôle; ou 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. La Société s'est dotée d'une fonction distincte de gestion des risques qui est chargée d'établir et de surveiller les pratiques et les politiques et de fournir un rapport de vérification et d'évaluation indépendant de ses activités de commerce et de commercialisation de l'énergie. Toutefois, malgré une saine gestion des risques, il se peut que nous subissions d'importantes pertes financières en raison de ces risques, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### Contrôles

En fonction de leurs évaluations effectuées au 31 décembre 2010, 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 2010, 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 2010 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.



## Risque lié aux taux d'intérêt

Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt canadiens à court terme parce que nous contractons des emprunts à taux variable. Nous conservons une partie importante de notre capacité d'emprunt dans des facilités bancaires renouvelables et à taux variable et du papier commercial, le reste étant constitué d'emprunts à taux fixe, ce qui pourrait augmenter le coût en capital de la Société et avoir une incidence sur le rendement financier de Suncor. Pour gérer ce risque posé par notre exposition aux taux d'intérêt, nous concluons à l'occasion des contrats de swap de taux d'intérêt et de change pour fixer le taux d'intérêt sur un emprunt à taux variable ou pour faire varier le taux d'intérêt d'un emprunt à taux fixe.

## Marchés financiers

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, 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. Le moment et la portée de la reprise économique récente n'offrent aucune certitude, et cette 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. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur la Société, étant donné que nos dépenses en immobilisations futures seront financées à même les flux de trésorerie nets provenant de l'exploitation et des emprunts, et notre capacité d'emprunt est tributaire, entre autres, 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.

Dans la mesure où les sources externes de capitaux deviennent limitées ou inaccessibles, ou accessibles selon des modalités onéreuses, notre capacité d'effectuer des dépenses en immobilisations et d'entretenir les biens existants pourrait être réduite, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Au 31 décembre 2010, nous disposions d'un crédit inutilisé d'environ 5,3 G\$ aux termes de nos facilités de crédit bancaires. Compte tenu des fonds dont nous disposons actuellement et des flux de trésorerie que nous prévoyons tirer de l'exploitation et des dessaisissements que nous avons annoncés mais dont la clôture n'avait pas encore eu lieu au 31 décembre 2010, nous estimons que nous avons suffisamment de fonds pour financer les dépenses en immobilisations que nous prévoyons actuellement effectuer en 2011. Si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation étaient inférieurs à ce qui est prévu ou si les dépenses en immobilisations de 2011 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, nous serions tenus d'entreprendre une évaluation sérieuse du bien-fondé du maintien de notre programme d'immobilisations aux niveaux prévus et cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos notes de crédit si nous voulions 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. Cela pourrait à son tour avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

## Émission de titres de créance

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 les coûts d'emprunt trop élevés. 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 et, par ricochet, sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

## Clauses restrictives

Nous disposons actuellement de facilités de crédit de 8,0 G\$ expirant principalement en 2013 et de titres de créance en circulation d'un capital d'environ 12,2 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 et/ou à notre politique en matière de dividendes afin de nous conformer aux engagements pris aux termes des facilités de crédit. Si nous ne nous conformons pas aux engagements contractés aux termes de facilités de crédit et de titres de créance, notre accès aux capitaux pourrait être restreint ou un remboursement pourrait être requis, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. En outre, notre incapacité à refinancer nos facilités de crédit à l'expiration de celles-ci, ou de les refinancer à des conditions favorables, et les restrictions qui pourraient nous être imposées à l'égard de nos emprunts aux termes de ces facilités en raison des engagements que nous avons pris pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

## Couverture

La Société surveille son exposition aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. À cet égard, la Société conclut périodiquement des opérations prévoyant la livraison de marchandises à des prix fixes ou à des prix maximum et minimum et des opérations sur instruments dérivés afin de réduire son exposition aux fluctuations défavorables du prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les modalités de ces opérations peuvent restreindre le bénéfice de fluctuations favorables des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des valeurs des devises et entraîner des pertes financières ou des pertes d'occasions en raison des risques liés aux engagements de livraison, aux taux de redevances et aux contreparties associés à ces opérations.

## Concurrence

L'industrie pétrolière est très concurrentielle sur le plan mondial dans tous ses aspects, y compris la recherche et le développement de nouvelles sources d'approvisionnement et l'acquisition de participations dans le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers et pétrochimiques. 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 grands producteurs internationaux de pétrole et de gaz naturel qui nous livrent concurrence pour la production de pétrole brut.

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. La tendance accrue au regroupement au sein de l'industrie, l'attention mondiale prêtée aux sables pétrolifères et l'arrivée de nouveaux concurrents dotés de ressources financières ont, au cours des dernières années :

- a) fait augmenter considérablement l'offre en bitume et en PBS ainsi qu'en d'autres produits de pétrole brut concurrentiels sur le marché;
- b) fait croître de façon exponentielle la valeur des terrains et la disponibilité de nouveaux baux;
- c) 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. L'incapacité de transporter les produits de pétrole brut que nous produisons pourrait avoir une incidence défavorable sur les quantités produites.

Traditionnellement, l'offre excédentaire de produits pétroliers raffinés à l'échelle de l'industrie et la surabondance de points de vente au détail ont maintenu une pression à la baisse sur les marges de raffinage et de vente au détail en aval. 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.

## 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 d'administration de la Société pourrait considérer comme pertinentes. Il n'est pas garanti que nous continuerons de verser des dividendes à l'avenir.

## 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. Toutefois, nous sommes incapables à l'heure actuelle d'évaluer l'effet, le cas échéant, que pourraient avoir ces revendications sur notre entreprise.

## Risque lié aux contreparties

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'intérêts, de couverture des taux de change et des ententes liées à des instruments dérivés sur produits de base. 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. Bien que la Société limite le risque qu'elle court face à un cocontractant à un niveau que la direction estime raisonnable, les pertes dues au défaut de cocontractants de remplir leurs obligations contractuelles pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

## Procédures de gouvernance de Suncor

Suncor estime que la gestion des questions liées au changement climatique 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 comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable du conseil d'administration examine 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.

Le chef de l'exploitation de Suncor est le membre de la haute direction responsable des questions liées au développement durable. De concert avec le vice-président, Développement durable, les directeurs des unités d'exploitation en matière d'ESS et les représentants technique internes choisis sont chargés de la gérance du système de gestion des GES. L'équipe en charge de la stratégie sur les GES est responsable de concevoir des stratégies et des objectifs opérationnels applicables à l'ensemble de la Société et d'évaluer les progrès en matière de développement durable, notamment la réduction de l'intensité des GES, pour tous nos secteurs d'activité.

En l'absence de réglementations claires pour l'ensemble des territoires dans lesquels nous exerçons des activités, Suncor va continuer à être guidée par le plan d'action en sept points sur le changement climatique que nous avons adopté initialement en 1997. Ce plan prévoit :

- que nous gérons nos propres émissions de GES;
- que nous développons des sources d'énergie renouvelables;
- que nous investissons dans la recherche environnementale et économique par le biais de nos initiatives de coentreprise avec d'autres secteurs d'activité et de nos propres initiatives qui se concentrent sur notre activité principale;

- que nous utilisons les mécanismes de compensation nationaux et internationaux
- que nous collaborions à l'établissement des politiques;
- que nous éduquions les employés et le public;
- que nous mesurons et communiquons nos progrès.

Suncor a toujours pour but de réduire l'intensité globale de ses émissions de GES et poursuit d'autres objectifs visant à améliorer l'efficacité énergétique, à réduire l'utilisation de l'eau, à améliorer la remise en état des sols et à réduire les émissions atmosphériques. Nous continuons de déployer des efforts pour atténuer notre impact environnemental, notamment en prenant des mesures visant à réduire nos émissions de GES, en investissant dans des énergies renouvelables comme l'énergie éolienne et les biocarburants, en accélérant la remise en état des sols, en installant de nouveaux équipements destinés à réduire les émissions et en examinant d'autres possibilités, tant à l'interne que par le biais de nos initiatives de coentreprise, comme le rôle que nous jouons dans la Oil Sands Leadership Initiative avec d'autres sociétés du secteur de l'énergie partageant la même vision.

## DIVIDENDES

Notre conseil d'administration 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. Notre conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende trimestriel, qui est passé de 0,05 \$ par action à 0,10 \$ par action au troisième trimestre de 2009. Les dividendes sont payés lorsque le conseil d'administration 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 |         |                     |
|--|---------------------------------|---------|---------------------|
|  | 2010                            | 2009    | 2008 <sup>(1)</sup> |
| Dividendes en espèces par action ordinaire | 0,40 \$                         | 0,30 \$ | 0,20 \$             |

(1) Le montant des dividendes en espèces par action a été rajusté de manière à tenir compte du fractionnement d'actions qui a eu lieu en mai 2008.

## DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

### Description générale 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 2010, il y avait 1 565 489 162 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 d'administration 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.

## Contraintes

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 d'administration 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 et 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

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 financement de la Société 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 2010. 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.

|  | Moody's<br>Investors<br>Service<br>(« Moody's ») | Standard &<br>Poor's<br>(« S&P ») | Dominion Bond<br>Rating Service<br>(« DBRS ») |
|--|--|-----------------------------------|---|
| Perspectives                                       | Stable   | Stable                            | Stable  |
| Titres de rang supérieur non assortis d'une sûreté | Baa2   | BBB+                              | A (bas)                                       |
| Papier commercial                                  | –  | A-1 (Bas)                         | R-1 (bas)                                     |

Les notes de crédit attribuées par DBRS se situent sur une échelle de notation des titres de créance à long terme allant de AAA à D, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A (bas) de DBRS vient au troisième rang des 10 catégories de notation et est attribuée aux titres de créance dont la qualité de crédit est

considérée comme satisfaisante. La protection des intérêts et du capital demeure importante, mais à un degré moindre que pour les entités ayant reçu la note AA. Les entités ayant reçu une note se situant dans la catégorie A sont considérées comme étant plus sensibles aux conditions économiques défavorables et ont des tendances cycliques plus marquées que les sociétés ayant reçu des notes plus élevées. L'indication « (élevé) » ou « (bas) » pour chaque catégorie de notation indique la position relative de la note au sein de la catégorie de notation. Les indications « élevé » ou « bas » ne sont pas utilisées pour les catégories AAA ou D.

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 Baa2 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. 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.

Les notes de crédit de S&P se situent sur une échelle de notation des titres de créance à long terme allant de AAA à D, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note BBB+ de S&P vient au quatrième rang des 10 catégories de notation et indique que le débiteur montre des paramètres de protection suffisants. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou des changements de circonstances sont plus susceptibles d'entraîner une capacité affaiblie du débiteur de respecter ses engagements financiers à l'égard du titre de créance. L'ajout d'un signe plus (+) ou moins (-) en regard d'une note indique la position relative de la note au sein d'une catégorie de notation donnée.

Les notes de crédit de DBRS attribuées au papier commercial se situent sur une échelle de notation des titres de créance à court terme allant de R-1 (haut) à D, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note R-1 (bas) de DBRS vient au troisième rang des 10 catégories de notation et est attribuée aux titres de créance ayant une qualité de crédit satisfaisante. La force et la perspective globales des principaux ratios de liquidité, d'endettement et de rentabilité ne sont pas aussi favorables que pour les catégories de notation plus élevées, mais elles demeurent convenables, et tous les facteurs négatifs existants sont considérés comme acceptables et l'entité a habituellement une taille suffisante pour avoir une certaine influence sur l'industrie.

Les notes de crédit de S&P attribuées au papier commercial se situent sur une échelle de notation des titres de créance à court terme, allant de A-1 (Haut) à D, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A-1 de S&P attribuée aux titres de créance à court terme est la note la plus élevée des huit catégories de notation de Standard & Poor's. Un titre de créance à court terme ayant reçu la note « A-1 (Bas) » est légèrement plus sensible aux effets défavorables des changements de circonstances et des conditions économiques que les titres de créance ayant reçu une note supérieure. Toutefois, la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard du titre de créance est satisfaisante. Les titres de créance ayant reçu la note « A-1 (Bas) » sur l'échelle de notation du papier commercial se verraient attribuer la note « A-2 » sur l'échelle de notation des titres de créance à court terme globale de Standard & Poor's.

## MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

### Cours extrêmes des actions ordinaires et volume des opérations sur celles-ci

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « TSX ») au Canada et de la New York Stock Exchange (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 2010 sont les suivants :

#### Bourse de Toronto

|             | Cours extrêmes (\$ CA) |       | Volume des opérations<br>(en milliers) |
|-------------|------------------------|-------|--|
|             | Haut                   | Bas   |  |
| <b>2010</b> |                        |       |  |
| Janvier     | 39,45                  | 33,56 | 67 463                                 |
| Février     | 34,86                  | 29,93 | 115 117                                |
| Mars        | 33,35                  | 30,36 | 110 834                                |
| Avril       | 35,82                  | 32,81 | 104 327                                |
| Mai         | 35,59                  | 29,91 | 121 481                                |
| Juin        | 35,31                  | 31,28 | 108 655                                |
| Juillet     | 34,04                  | 30,72 | 69 069                                 |
| Août        | 34,94                  | 31,08 | 73 844                                 |
| Septembre   | 34,47                  | 31,80 | 94 774                                 |
| Octobre     | 35,48                  | 32,25 | 80 396                                 |
| Novembre    | 36,55                  | 32,66 | 90 386                                 |
| Décembre    | 38,56                  | 34,87 | 70 631                                 |

#### New York Stock Exchange

|             | Cours extrême (\$ CA) |       | Volume des opérations<br>(en milliers) |
|-------------|-----------------------|-------|--|
|             | Haut                  | Bas   |  |
| <b>2010</b> |                       |       |  |
| Janvier     | 38,22                 | 31,38 | 108 347                                |
| Février     | 32,81                 | 28,04 | 221 741                                |
| Mars        | 32,85                 | 29,01 | 173 839                                |
| Avril       | 35,71                 | 32,21 | 175 022                                |
| Mai         | 34,90                 | 27,65 | 237 363                                |
| Juin        | 34,77                 | 29,38 | 169 804                                |
| Juillet     | 33,16                 | 28,56 | 105 033                                |
| Août        | 34,17                 | 29,15 | 93 279                                 |
| Septembre   | 33,50                 | 30,72 | 103 742                                |
| Octobre     | 35,40                 | 31,53 | 130 354                                |
| Novembre    | 36,60                 | 32,20 | 137 647                                |
| Décembre    | 38,49                 | 34,18 | 106 369                                |

### Options d'achat d'actions ordinaires

Pour obtenir des renseignements à l'égard des options d'achat d'actions ordinaires de Suncor, voir la note 20 de nos états financiers consolidés 2010, 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.

| Nom et lieu de résidence                                      | Durée du mandat et indépendance           | Biographie   |
|---|---|--|
| Mel E. Benson <sup>(1)(2)</sup><br>Alberta, Canada            | Administrateur depuis 2000<br>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 Tenax Energy Inc., administrateur de Winalta Inc. et administrateur du groupe de sociétés Fort McKay, une fiducie pour le développement communautaire (community trust). M. Benson est membre actif de plusieurs organismes caritatifs, dont Hull Family Services. Il est aussi membre du conseil des gouverneurs du Northern Alberta Institute of Technology.  |
| Brian A. Canfield <sup>(2)(3)</sup><br>Washington, États-Unis | Administrateur depuis 1995<br>Indépendant | Brian Canfield est président du conseil d'administration de TELUS Corporation, société de télécommunications. Depuis le début de sa carrière auprès de Telus, à titre d'installateur de téléphones, en 1956, M. Canfield a grimpé les rangs jusqu'à occuper les postes de chef de l'exploitation, de président et de chef de la direction. Il est membre de l'Ordre du Canada et de l'Ordre de la Colombie-Britannique et fellow de l'Institut des administrateurs de sociétés. Il est également le premier homme d'affaires à recevoir un doctorat honorifique en technologie de l'Institute of Technology de la Colombie-Britannique.  |
| Dominic D'Alessandro <sup>(3)(4)</sup><br>Ontario, Canada     | Administrateur depuis 2009<br>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 <sup>(5)</sup><br>Alberta, Canada            | Administrateur depuis 1995<br>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., de la Banque Royale du Canada et de Strategy Summit Ltd. De plus, il est administrateur de l'Alberta Bone and Joint Institute, membre conseiller de l'Institut canadien de recherches avancées, lieutenant-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.   |



| Nom et lieu de résidence                                 | Durée du mandat et indépendance   | Biographie   |
|--|---|--|
| W. Douglas Ford <sup>(1)(4)</sup><br>Floride, États-Unis | Administrateur depuis 2004<br>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 administrateur de Home Run Inn et membre du conseil d'administration de la University of Notre Dame.   |
| Richard L. George<br>Alberta, Canada                     | Administrateur depuis 1991<br>Non indépendant, membre de la direction                   | Richard George est président et chef de la direction de Suncor Énergie Inc. Il agit actuellement à titre de président canadien du Conseil nord-américain de la compétitivité 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.   |
| Paul Haseldonckx <sup>(2)(3)</sup><br>Essen, Allemagne   | Administrateur depuis 2009<br>(Petro-Canada, de 2002 au 31 juillet 2009)<br>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 <sup>(1)(2)</sup><br>Texas, États-Unis      | Administrateur depuis 1998<br>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 <sup>(1)(2)</sup><br>Québec, Canada      | Administrateur depuis 2009<br>Indépendant   | Jacques Lamarre 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 et de P3 Canada et membre de l'Institut canadien des ingénieurs, d'Ingénieurs Canada et de l'Ordre des ingénieurs du Québec. M. Lamarre est aussi conseiller financier stratégique du cabinet d'avocats Heenan Blaikie, S.E.N.C.R.L., SRL. 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 <sup>(3)(4)</sup><br>Alberta, Canada      | Administrateur depuis 2009<br>(Petro-Canada, de 1995 au 31 juillet 2009)<br>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 TELUS Corporation, 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.   |

| Nom et lieu de résidence  | Durée du mandat et indépendance  | Biographie   |
|---|--|--|
| Maureen McCaw <sup>(1)(2)</sup><br>Alberta, Canada                  | Administratrice depuis 2009<br>(Petro-Canada, de 2004 au<br>31 juillet 2009)<br>Indépendante | Maureen McCaw a été administratrice de Petro-Canada et est vice-présidente principale (Edmonton) de Léger Marketing, anciennement Criterion Research Corp., société qu'elle a fondée en 1986. M <sup>me</sup> 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 et du Royal Alexandria 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.  |
| Michael W. O'Brien <sup>(3)(4)</sup><br>Alberta, Canada             | Administrateur depuis 2002<br>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 <sup>(1)(4)</sup><br>Alberta, Canada                  | Administrateur depuis 2009<br>(Petro-Canada, de 2004 au<br>31 juillet 2009)<br>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 <sup>(3)(4)</sup><br>Colombie-Britannique,<br>Canada | Administratrice depuis 2006<br>Indépendante  | Eira Thomas est devenue présidente exécutive du conseil d'administration de Stornoway Diamond Corporation, société d'exploration minière, le 1 <sup>er</sup> janvier 2009 après avoir été chef de la direction depuis juillet 2003. Auparavant, M <sup>me</sup> Thomas a été présidente de Navigator Exploration Corporation et chef de la direction de Stornoway Ventures Ltd. Elle est également administratrice de Strongbow Exploration Inc., de Fortress Minerals Corp., de Les Mines Ashton du Canada inc. et de Lucara Diamond Corp. En outre, M <sup>me</sup> Thomas est administratrice de l'association des anciens de la University of Toronto, du conseil consultatif Lassonde de la University of Toronto, de la Prospectors and Developers Association of Canada et de la Northwest Territories and Nunavut Chamber of Mines. Elle est aussi membre du conseil consultatif interne du président de la University of Toronto. |

(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

(5) En tant que président du conseil d'administration, M. Ferguson bénéficie d'une invitation permanente et est donc considéré comme un membre d'office de tous les comités.

## Membres de la haute direction

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

| Nom et lieu de résidence             | Fonction  |
|--------------------------------------|---|
| Richard L. George<br>Alberta, Canada | Président et chef de la direction   |
| Steve W. Williams<br>Alberta, Canada | Chef de l'exploitation  |
| Bart Demosky<br>Alberta, Canada      | Chef des finances   |
| Kirk Bailey<br>Alberta, Canada       | Vice-président directeur, Sables pétrolifères                                       |
| Boris Jackman<br>Ontario, Canada     | Vice-président directeur, Raffinage et commercialisation                            |
| Mark Little<br>Alberta, Canada       | Vice-président directeur, Sables pétrolifères                                       |
| Kevin D. Nabholz<br>Alberta, Canada  | Vice-président directeur, Projets majeurs   |
| Jay Thornton<br>Alberta, Canada      | Vice-président directeur, Approvisionnement, commerce et développement de l'énergie |
| Eric Axford<br>Alberta, Canada       | Vice-président principal, Soutien à l'exploitation                                  |
| François Langlois<br>Alberta, Canada | Vice-président principal, Exploration et production                                 |
| Sue Lee<br>Alberta, Canada           | Vice-présidente principale, Ressources humaines et communications                   |
| Mike MacSween<br>Alberta, Canada     | Vice-président principal, In situ   |
| Janice Odegaard<br>Alberta, Canada   | Vice-présidente principale, chef du contentieux et secrétaire générale              |
| Andrew Stevens<br>Alberta, Canada    | Vice-président principal, Services d'entreprise                                     |

Au 31 décembre 2010, 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 ce qui suit :

- a) 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 ou membre de la direction d'une autre société ou propriétaire d'une autre société de portefeuille qui :
  - (i) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance lui refusant 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 les fonctions d'administrateur ou de membre de la haute direction de la société;
  - (ii) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance lui refusant 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 direction a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur ou de membre de la direction de la société, en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait ces fonctions;

- (iii) 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 concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un compromis ou un concordat avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses biens, à l'exception de M. Ford, administrateur de Suncor, qui est actuellement administrateur de USG Corporation, société qui a bénéficié de la protection contre la faillite jusqu'en juin 2006, et qui a été 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.
- b) aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor et aucune société de portefeuille contrôlée par une de ces personnes ne s'est vu imposer :
- (i) 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 amiable avec celle-ci;
  - (ii) 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.
- c) aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor et aucune société de portefeuille contrôlée par une de ces personnes n'a fait faillite, n'a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, n'a été poursuivie par ses créanciers, n'a conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un compromis ou un concordat avec eux ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses biens.

### Conflits d'intérêts

Aucun administrateur, aucun membre de la direction et aucune filiale de Suncor ne fait l'objet d'un conflit d'intérêts existant ou potentiel direct ou indirect important relativement à toute question qui a eu ou qui aura une incidence importante sur Suncor ou l'une de ses filiales.

## 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 |        |
|--------------------------------|----------------|--------|
|                                | 2010           | 2009   |
| Sables pétrolifères            | 4 753          | 4 616  |
| Gaz naturel                    | 382            | 786    |
| International et extracôtier   | 516            | 582    |
| Raffinage et commercialisation | 3 151          | 3 347  |
| Siège social <sup>(1)</sup>    | 3 274          | 3 647  |
| Total <sup>(2)</sup>           | 12 076         | 12 978 |

(1) Les employés travaillant au siège social comprennent les employés du groupe affecté à nos projets majeurs, qui appuie nos secteurs, ainsi que les employés de notre groupe Approvisionnement, commerce et développement de l'énergie.

(2) En plus de nos employés, nous avons recours à des entrepreneurs indépendants pour la fourniture de divers services.

Environ 38 % des employés de la Société étaient couverts par des conventions collectives en 2010.

La majorité des employés syndiqués de la Société sont représentés le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (le « SCEP »). Nous avons signé une nouvelle convention collective avec la section locale 707 du SCEP, qui représente environ 3 000 employés du secteur Sables pétrolifères, avec prise d'effet le 17 septembre 2010. La convention, d'une durée de trois ans, prévoit une hausse des salaires de 2,5 % en 2010, de 4 % en 2011 et de 4 % en 2012 et le paiement d'une somme forfaitaire initiale de 1 500 \$ par employé. La convention collective avec la section locale 707 arrivera à échéance le 1<sup>er</sup> mai 2013.

Environ 900 autres employés de la Société qui travaillent dans les secteurs du raffinage, des lubrifiants, du gaz naturel, des terminaux et des activités in situ et extracôticières sont aussi représentés par le SCEP. Certaines conventions collectives, d'une durée de trois ans, qui avaient été conclues avec les sections locales du SCEP qui représentent ces employés ont été renouvelées en 2010 et prévoient des hausses de salaire de 2,5 % en 2010, de 3 % en 2011 et de 3,25 % en 2012.

Un syndicat indépendant, la Suncor Employee Bargaining Association, représente environ 220 employés travaillant à la raffinerie de Sarnia. La convention collective visant les employés travaillant à la raffinerie de Sarnia arrivera à échéance en mai 2012.

Le syndicat United Steel Workers (le « syndicat USW ») représente environ 240 employés travaillant à la raffinerie de Commerce City. La convention collective conclue avec le syndicat USW arrivera à échéance en janvier 2012.

## RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT

### Mandat du 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. Canfield (président), D'Alessandro, MacNeill, O'Brien, Haseldonckx et de M<sup>me</sup> 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 ».

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 établie par le conseil d'administration. Les experts financiers désignés siégeant au comité d'audit sont Michael W. O'Brien et Dominic 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;
    - 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

Les honoraires versés à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. en 2010 et en 2009 sont indiqués ci-dessous :

| (en dollars)                            | 2010             | 2009             |
|---|------------------|------------------|
| Honoraires d'audit                      | 4 873 000        | 4 307 000        |
| Honoraires pour services liés à l'audit | 637 000          | 807 000          |
| Tous les autres honoraires              | 4 000            | 164 000          |
| <b>Total</b>                            | <b>5 514 000</b> | <b>5 278 000</b> |

La nature de chaque catégorie d'honoraires est décrite ci-dessous.

#### Honoraires d'audit

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.

#### Honoraires pour services liés à l'audit

Des honoraires pour services liés à l'audit ont été payés relativement à des services professionnels rendus par les auditeurs dans le cadre 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.

#### Tous les autres honoraires

Les honoraires regroupés sous la mention « Tous les autres honoraires » ont été payés relativement à des abonnements et à des outils fournis et approuvés par les auditeurs ainsi qu'à des services d'audit interne directs ou indirects impartis pour les entreprises de l'ancienne Petro-Canada.

Les services décrits aux sous-rubriques « Honoraires pour services liés à l'audit » 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.

## **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 et aucune personne physique ou morale qui, directement ou indirectement, a la propriété véritable ou le contrôle de plus de 10 % de nos titres, ni aucun membre de leur groupe ou personne ayant des liens avec eux, n'a ou n'a eu d'intérêt important 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, de Montréal, de Toronto et de Vancouver, et Computershare Trust Company Inc., à Denver, au Colorado.

## **CONTRATS IMPORTANTS**

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, 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.

## **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 indépendants de Suncor. Les états financiers consolidés 2010 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 trois 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; (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. La Société, dans la section consacrée à la gouvernance de son site Web, à l'adresse [www.suncor.com](http://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 2010 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 formulaire 40-F, peuvent être consultés en ligne sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), et sur EDGAR, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov). De plus, notre code de conduite des affaires est disponible en ligne, à l'adresse [www.suncor.com](http://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.

## 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 annuels audités 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; 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 et (ii) le 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'examen 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 sécurité de la TI 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 9 novembre 2010.<sup>(1)</sup>*

---

<sup>(1)</sup> Antérieurement révisée le 1<sup>er</sup> août 2009.

## ANNEXE B

\*\*\*Approuvée et acceptée le 28 avril 2004\*\*\*

### 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 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 Securities and Exchange Commission 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, 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) revoient leur plan de rotation des associés et font rapport au comité d'audit annuellement.

De plus, les auditeurs externes :

- a) fournissent régulièrement des rapports d'honoraires détaillés indiquant le solde du compte « travaux en cours »;



- b) 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.

## 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 Securities and Exchange Commission (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*

- 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<br>(\$ 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 2010. 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 2010, 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 2010, 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<br>qualifié indépendant | Description et date<br>d'établissement du rapport<br>d'évaluation      | Emplacement des<br>réserves (pays ou zone<br>géographique étrangère) | Valeur actualisée nette des produits des activités<br>ordinaires nets futurs (avant impôts, taux<br>d'actualisation de 10 %<br>(en millions de dollars) |            |        |        |
|--|--|--|---|------------|--------|--------|
|  |  |  | Vérification  | Évaluation | Examen | Total  |
| GLJ Petroleum Consultants                      | <u>Sables pétrolifères – In situ</u><br>11 janvier 2011                | Canada   | —   | 18 477     | —      | 18 477 |
| GLJ Petroleum Consultants                      | <u>Sables pétrolifères – Activités<br/>minières</u><br>11 janvier 2011 | Canada   | —   | 29 165     | —      | 29 165 |
|  |  |  |   |            |        | 47 642 |

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 3 mars 2011

« *Dana B. Laustsen* »

Dana B. Laustsen, ing.  
Vice-présidente directrice

## 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 et examiné les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2010. 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 2010, 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 et notre examen.

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 2010, 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<br>qualifié indépendant | Description et date<br>d'établissement du<br>rapport d'évaluation              | Emplacement des réserves<br>(pays ou zone<br>géographique étrangère) | Valeur actualisée nette des produits des activités<br>ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation<br>de 10 %)<br>(en millions de dollars) |            |        |        |
|--|--|--|--|------------|--------|--------|
|  |  |  | Vérification   | Évaluation | Examen | Total  |
| Sproule Associates Limited                     | <u>Classique - Extracôtier</u><br><u>Côte Est du Canada</u><br>18 février 2011 | Canada   | —  | 6 399      | —      | 6 399  |
| Sproule Associates Limited                     | <u>Classique - Intracôtier</u><br><u>(gaz naturel)</u><br>18 février 2011      | Canada   | —  | 2 761      | —      | 2 761  |
| Sproule International<br>Limited               | <u>Mer du Nord</u><br>18 février 2011  | Mer du Nord,<br>Royaume-Uni  | —  | 8 014      | 1 094  | 9 108  |
| Sproule International<br>Limited               | <u>Autres – International</u><br>18 février 2011                               | Libye, Syrie   | —  | 5 590      | —      | 5 590  |
|  |  |  | —  | 22 764     | 1 094  | 23 858 |

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 3 mars 2011

« *R. Keith MacLeod* »

R. Keith MacLeod, ing.,  
Président 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 2010, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué et examiné les données relatives aux réserves de la Société. Leur rapport sera déposé 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  
Président et chef de la direction

« *Bart Demosky* »  
BART DEMOSKY  
Chef des finances

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

« *Brian A. Canfield* »  
BRIAN A. CANFIELD  
Président du comité d'audit

Le 3 mars 2011





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