

SUNCOR ÉNERGIE INC.

Notice annuelle
datée du 1^{er} mars 2013



NOTICE ANNUELLE DATÉE DU 1^{ER} MARS 2013

TABLE DES MATIÈRES

<p>AVIS 1</p> <p>GLOSSAIRE 1</p> <p style="padding-left: 20px;">Termes courants de l'industrie 1</p> <p style="padding-left: 20px;">Abréviations courantes 4</p> <p style="padding-left: 20px;">Table de conversion 4</p> <p>STRUCTURE DE L'ENTREPRISE 4</p> <p style="padding-left: 20px;">Dénomination et constitution 4</p> <p style="padding-left: 20px;">Liens intersociétés 5</p> <p>DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE 6</p> <p style="padding-left: 20px;">Survol 6</p> <p style="padding-left: 20px;">Historique des trois derniers exercices 8</p> <p>DESCRIPTION NARRATIVE DES ENTREPRISES DE SUNCOR 10</p> <p style="padding-left: 20px;">Sables pétrolifères 10</p> <p style="padding-left: 20px;">Exploration et production 17</p> <p style="padding-left: 20px;">Raffinage et commercialisation 25</p> <p style="padding-left: 20px;">Autres entreprises de Suncor 29</p> <p>EMPLOYÉS DE SUNCOR 29</p> <p>POLITIQUES IMPORTANTES 30</p> <p>RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ 31</p> <p style="padding-left: 20px;">Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz 33</p> <p style="padding-left: 20px;">Tableaux et notes concernant les produits des activités ordinaires nets futurs 43</p> <p style="padding-left: 20px;">Autre information concernant les données relatives aux réserves 51</p> <p>SITUATION DANS L'INDUSTRIE 64</p> <p>FACTEURS DE RISQUE 72</p> <p>DIVIDENDES 86</p> <p>DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL 87</p>	<p>MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES 89</p> <p>ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION 89</p> <p>RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT 93</p> <p>POURSUITES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION 95</p> <p>MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 96</p> <p>AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 96</p> <p>CONTRATS IMPORTANTS 96</p> <p>INTÉRÊTS DES EXPERTS 96</p> <p>INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT AUX EXIGENCES DE LA NEW YORK STOCK EXCHANGE 96</p> <p>RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES 97</p> <p>MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS 97</p> <p>ANNEXES</p> <p style="padding-left: 20px;">Annexe A - Mandat du comité d'audit A-1</p> <p style="padding-left: 20px;">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</p> <p style="padding-left: 20px;">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</p> <p style="padding-left: 20px;">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</p> <p style="padding-left: 20px;">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</p>
--	---

AVIS

À moins que le contexte ne s'y oppose, dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle »), les termes « nous », « nos », « notre », « Suncor » ou « la Société » renvoient à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, sociétés de personnes et arrangements conjoints. À moins que le contexte ne s'y oppose, les termes « conseil d'administration » ou « conseil » désignent le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc.

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

Les renvois à nos états financiers consolidés audités 2012 désignent les états financiers consolidés audités de Suncor établis conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR), qui respectent le cadre établi par les *International Financial Reporting Standards* (IFRS), aux notes et au rapport des auditeurs au 31 décembre 2012 et pour chaque exercice de la période de deux exercices terminée à cette date. Les renvois à notre rapport de gestion désignent le rapport de gestion de Suncor daté du 26 février 2013.

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

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

GLOSSAIRE

Termes courants de l'industrie

Produits

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

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

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

brent : mélange de pétroles bruts légers non corrosifs provenant de la mer du Nord servant de référence mondiale pour l'établissement des prix du pétrole brut négocié à l'échelle internationale.

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

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

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

Western Canadian Select (WCS) : mélange de pétrole brut lourd composé principalement de pétrole lourd classique ou de bitume mélangé à des diluants qui se négocie à Hardisty (Alberta).

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

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

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, à l'exclusion du gaz produit à partir des formations de **gaz naturel non classique**, comme le méthane de houille et le gaz de shale.

gaz non associé : gisement de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut. Le **gaz associé** est la calotte de gaz recouvrant un gisement de pétrole brut dans un réservoir.

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

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

Procédés d'exploration et de développement pétroliers et gaziers

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

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

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

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

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

puits :

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

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

puits d'exploration : puits forés dans un territoire sans réserves prouvées existantes, dans l'intention de découvrir des réservoirs ou des gisements commerciaux de pétrole brut et/ou de gaz naturel.

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

puits de forage stratigraphique : puits de forage qui ne sont habituellement pas destinés à devenir des puits producteurs mais qui visent à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière, notamment au moyen du **carottage** de concessions de sables pétrolifères, ou à évaluer le potentiel commercial (soit la taille et la qualité) d'une découverte, tels que les **puits d'évaluation** pour les découvertes extra-côtières.

Procédés de production

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

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

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

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

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

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

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

ratio vapeur-pétrole (RVP) : paramètre utilisé pour quantifier l'efficacité d'un procédé de récupération du pétrole *in situ*, qui mesure le nombre de mètres cubes d'eau (transformée en vapeur) nécessaires à la production d'un mètre cube de pétrole. Un ratio plus bas indique une utilisation de la vapeur plus efficace.

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

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

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

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

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

Réerves et ressources

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

Abréviations courantes

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

Unités de mesure

b	baril(s)
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
Mb	millions de barils
bep	barils d'équivalent pétrole
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils d'équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils d'équivalent pétrole par jour
Mbep	millions de barils d'équivalent pétrole

kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ /j	milliers de pieds cubes de gaz naturel par jour
kpi ³ (e)	milliers de pieds cubes d'équivalent de gaz
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ (e)	millions de pieds cubes d'équivalent de gaz
Mpi ³ (e)/j	millions de pieds cubes d'équivalent de gaz par jour
Gpi ³	milliards de pieds cubes de gaz naturel
GJ	gigajoules
MBTU	millions d'unités thermiques britanniques
m ³	mètres cubes
m ³ /j	mètres cubes par jour
km	kilomètres
MW	mégawatts

Endroits et monnaies

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
C.-B.	Colombie-Britannique
\$ ou \$ CA	dollars canadiens
\$ US	dollars américains
£	livres sterling
€	euros

Produits, marchés et procédés

WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
LGN	liquides de gaz naturel
GPL	gaz de pétrole liquéfiés
PBS	pétrole brut synthétique
NYMEX	New York Mercantile Exchange
TSX	Bourse de Toronto
NYSE	New York Stock Exchange
DGMV	drainage par gravité au moyen de la vapeur
CPP	contrats de partage de la production
CEPP	contrat d'exploration et de partage de la production

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

Table de conversion⁽¹⁾⁽²⁾

1 m ³ de liquides = 6,29 barils	1 kilomètre = 0,62 mille
1 m ³ de gaz naturel = 35,49 pieds cubes	1 hectare = 2,5 acres

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

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

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Dénomination et constitution

Suncor Énergie Inc. (auparavant Suncor Inc.) est issue de la fusion, en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, le 22 août 1979, de Sun Oil Company Limited, constituée en 1923, et de Great Canadian Oil Sands

Limited, constituée en 1953. Le 1^{er} janvier 1989, nous avons fusionné de nouveau avec une filiale en propriété exclusive en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Nous avons modifié nos statuts en 1995 par suite du déménagement de notre siège social de Toronto, en Ontario, à Calgary, en Alberta, et nous les avons modifiés de nouveau en avril 1997 dans le but d'adopter notre dénomination sociale actuelle, « Suncor Énergie Inc. ». En avril 1997, en mai 2000, en mai 2002 et en mai 2008, nous avons modifié nos statuts en vue de diviser les actions émises et en circulation à raison de deux pour une.

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

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

Liens intersociétés

Les filiales importantes, qui appartenaient chacune à 100 %, directement ou indirectement, à la Société au 31 décembre 2012, sont les suivantes :

Nom	Territoire de constitution	Description
Activités canadiennes		
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Canada	Société de personnes qui détient la plupart des actifs liés aux sables pétrolifères de la Société.
Suncor Energy Ventures Partnership	Canada	Société de personnes qui détient la participation de la Société dans l'arrangement conjoint Syncrude.
Suncor Energy Oil and Gas Partnership	Canada	Société de personnes qui détient une participation dans Suncor Energy Resources Partnership et dans Suncor Energy Ventures Partnership.
Suncor Energy Resources Partnership	Canada	Société de personnes qui détient certains des actifs pétroliers et gaziers en amont du Canada.
Suncor Energy Joslyn Partnership	Canada	Société de personnes qui détient la participation directe de la Société dans l'arrangement conjoint Joslyn.
Produits Suncor Énergie Inc.	Canada	Filiale de Suncor Énergie Inc. qui détient des participations dans les activités relatives à la commercialisation de l'énergie et à l'énergie renouvelable de la Société et qui est associée à Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.
Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.	Canada	Société de personnes qui détient la quasi-totalité des actifs canadiens de raffinage et de commercialisation de la Société.
Suncor Énergie Marketing Inc.	Canada	Filiale de Produits Suncor Énergie Inc., par l'entremise de laquelle la production provenant de nos entreprises nord-américaines en amont est commercialisée. Par le truchement de cette filiale, nous administrons également des activités de commerce d'énergie de Suncor, commercialisons certains produits de tiers, assurons la charge d'alimentation de pétrole brut et de gaz naturel pour notre entreprise en aval et assurons et commercialisons les LGN et les GPL pour notre entreprise canadienne en aval.

Nom	Territoire de constitution	Description
Activités américaines		
Suncor Energy (U.S.A.) Holdings Inc.	É.-U.	Filiale de Suncor Énergie Inc. qui détient la majorité des participations aux États-Unis.
Suncor Energy (U.S.A.) Marketing Inc.	É.-U.	Filiale de Suncor Energy (U.S.A.) Holdings Inc. qui fournit et commercialise le pétrole brut de tiers en plus de fournir le pétrole brut prêt à utiliser pour les activités de raffinage de la Société aux États-Unis.
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	É.-U.	Filiale de Suncor Energy (U.S.A.) Holdings Inc. qui détient nos activités de raffinage et de commercialisation aux États-Unis.
Activités internationales		
3908968 Canada Inc.	Canada	Filiale de Suncor Énergie Inc. qui détient certaines de nos participations internationales.
Suncor Energy UK Holdings Ltd	R.-U.	Filiale de 3908968 Canada Inc. qui déteint certaines de nos participations au Royaume-Uni.
Suncor Energy UK Limited	R.-U.	Filiale de Suncor Energy UK Holdings Ltd par l'entremise de laquelle certaines de nos activités sont menées au Royaume-Uni.
Petro-Canada Cooperative Holding U.A.	Pays-Bas	Filiale de 3908968 Canada Inc. qui détient certaines de nos participations internationales.
Petro-Canada (International) Holdings B.V.	Pays-Bas	Filiale de Petro-Canada Cooperative Holding U.A. qui détient certaines de nos participations internationales.
Petro-Canada Palmyra B.V.	Pays-Bas	Filiale de Petro-Canada (International) Holdings B.V. qui détient la majorité de nos participations en Syrie.
Suncor Energy Germany GmbH	Allemagne	Filiale de Petro-Canada (International) Holdings B.V. qui détient la majorité de nos participations en Libye.
Suncor Energy Oil (North Africa) GmbH	Allemagne	Filiale de Suncor Energy Germany GmbH par l'entremise de laquelle la majorité de nos activités sont menées en Libye.

Les autres filiales de la Société représentaient chacune (i) moins de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2012 et (ii) moins de 10 % des produits des activités ordinaires consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012. Globalement, les autres filiales ont représenté moins de 20 % de chacun des points (i) et (ii) décrits ci-dessus.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

Survol

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

Suncor a regroupé ses activités selon les secteurs qui suivent :

SABLES PÉTROLIFÈRES

Dans le cadre du secteur Sables pétrolifères, dont les actifs sont situés dans la région Wood Buffalo du nord-est de l'Alberta, Suncor récupère le bitume provenant de ses activités d'exploitation et de ses activités *in situ* et valorise la majorité de cette production pour en faire du PBS prêt à utiliser par les raffineries et du combustible diesel. Le secteur Sables pétrolifères comprend les activités suivantes :

- Le secteur **Sables pétrolifères** désigne les actifs *in situ* détenus en propriété exclusive et exploités par Suncor pour l'exploitation minière, l'extraction et la valorisation situés dans les sables pétrolifères de l'Athabasca. Le secteur Sables pétrolifères regroupe les activités qui suivent :
 - Les **Activités de base des Sables pétrolifères** comprennent les activités d'exploitation minière et d'extraction visant Millennium et North Steepbank, des installations de valorisation intégrées désignées comme l'installation 1 et l'installation 2, de même que l'infrastructure connexe pour ces actifs, dont les services publics, les installations énergétiques et les installations de remise en état, comme les actifs relatifs à la réduction des résidus (procédé TRO^{MC}) de Suncor.
 - Les activités **In situ** comprennent la production de bitume tirée des sables pétrolifères provenant de Firebag et de MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe comme les installations de traitement centrales et les unités de cogénération. La production du secteur In situ est soit valorisée par les Activités de base des Sables pétrolifères soit mélangée à du diluant et vendue directement aux clients.
- Les actifs des **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprennent les participations de la Société dans d'importants projets de croissance, dont sa participation de 36,75 % dans le projet d'exploitation minière Joslyn North, et deux projets pour lesquels Suncor assure l'exploitation, notamment sa participation de 40,8 % dans le projet d'exploitation minière Fort Hills et sa participation de 51,0 % dans le projet de valorisation Voyageur. Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères comprend également la participation de 12,0 % de la Société dans l'entreprise d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères Syncrude.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Le secteur Exploration et Production de Suncor comprend les activités marines menées au large de la côte est du Canada et dans la mer du Nord de même que les activités terrestres menées en Amérique du Nord, en Libye et en Syrie.

- Au large de la **Côte Est du Canada**, Suncor détient une participation directe de 37,675 % dans Terra Nova et en assure l'exploitation. Suncor détient également une participation de 20,0 % dans le projet de base Hibernia ainsi qu'une participation de 19,5 % dans l'unité d'extension Hibernia Southern, une participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose et une participation de 26,125 % dans les extensions White Rose ainsi qu'une participation de 22,729 % dans Hebron, qui sont toutes exploitées par d'autres sociétés.
- Dans le secteur **International**, Suncor détient une participation directe de 29,89 % dans Buzzard et une participation de 26,69 % dans le développement de la zone Golden Eagle (Golden Eagle), qui se trouvent toutes deux dans le secteur britannique de la mer du Nord et qui sont toutes deux exploitées par une autre société que Suncor. Suncor détient également des participations dans plusieurs permis d'exploration au large du Royaume-Uni et de la Norvège. Suncor est propriétaire, aux termes de CEPP, de participations directes dans l'exploration et le développement de champs pétrolifères dans le bassin Sirte, en Libye. Suncor est également propriétaire, aux termes d'un CPP, d'une participation dans la formation gazière Ebla, dans les régions Ash Shaer et Cherrife en Syrie. En raison de l'agitation politique en Syrie, la Société a invoqué un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles, et les activités de Suncor en Syrie ont été suspendues pour une période indéterminée.
- Dans le cadre de ses **Activités terrestres en Amérique du Nord**, Suncor détient des participations dans un certain nombre d'actifs de gaz naturel et de pétrole brut classique situés principalement dans l'Ouest canadien.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

- Dans le cadre de ses **Activités de raffinage et d'approvisionnement en produits**, Suncor raffine le produit brut en une grande variété de produits pétrolifères et pétrochimiques. Les activités dans l'Est de l'Amérique du Nord comprennent les raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario) et une entreprise de lubrifiants

située à Mississauga (Ontario), qui fabrique, mélange et commercialise des produits dans le monde entier. Les activités dans l'Ouest de l'Amérique du Nord comprennent les raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado). Les autres actifs pour les Activités de raffinage et d'approvisionnement en produits comprennent des participations dans une usine pétrochimique, des pipelines et des terminaux de produits situés au Canada et aux États-Unis.

- Dans le cadre de ses activités de **Commercialisation** en aval, Suncor vend des produits pétroliers raffinés et des lubrifiants à des clients au détail et des secteurs commerciaux et industriels par l'entremise d'une combinaison de stations de détail appartenant à la Société et sous la bannière d'un concessionnaire au Canada et au Colorado, d'un réseau de transport routier commercial qui traverse le Canada et d'un canal de vente en gros au Canada.

SIÈGE SOCIAL, COMMERCE D'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

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

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

Historique des trois derniers exercices

2010

- **Aliénation d'actifs non essentiels.** Après la fusion avec Petro-Canada en 2009, la Société a entrepris une initiative stratégique visant la vente d'actifs non essentiels. Au cours de 2010, la Société a exécuté ou conclu des ententes pour l'aliénation d'actifs non essentiels représentant une production d'environ 60 kbep/j. Ces ententes visaient des actifs dans les Rocheuses américaines, la partie néerlandaise de la mer du Nord, Trinité-et-Tobago, les régions Scott, Telford et Guillemot de la partie britannique de la mer du Nord et de nombreux actifs de gaz naturel dans l'Ouest canadien. La clôture de certaines de ces aliénations a eu lieu en 2011.
- **Remise en état d'un bassin de résidus.** Suncor est devenue la première société du secteur des sables pétroliers 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 pétroliers 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.
- **Début de la production en Syrie.** Suncor est parvenue au stade de la production commerciale de gaz naturel pour son projet d'exploitation gazière Ebla en avril. La première extraction de pétrole pour ce projet a eu lieu en décembre.
- **Première extraction de pétrole dans les extensions White Rose.** Au cours du deuxième trimestre, la première extraction de pétrole dans la partie North Amethyst des extensions White Rose a eu lieu.
- **Nouvelle détermination à l'égard de Terra Nova.** En décembre, les copropriétaires du champ pétrolier Terra Nova ont achevé la nouvelle détermination des participations directes qui devait être effectuée, aux termes de la convention d'exploitation de Terra Nova, après la récupération de l'investissement initial le 1^{er} février 2005. La participation directe de Suncor est passée de 33,99 % à 37,675 %.
- **Transformation des Activités de commercialisation en aval.** Suncor a changé la bannière de la majorité de ses sites de vente au détail Sunoco^{MC} afin de regrouper ses activités de commercialisation en aval au Canada

postérieures à la fusion sous la bannière Petro-Canada^{MC}. Suncor s'est départie de 104 sites de vente au détail en Ontario afin de répondre aux exigences du Bureau de la concurrence du Canada dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada^{MC}.

- **Suncor conclut des arrangements conjoints avec Total E&P.** En décembre, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu des ententes avec Total E&P Canada Ltd. (Total E&P) relativement à la reprise du projet d'usine de valorisation Voyageur et au développement conjoint des projets d'exploitation Fort Hills et Joslyn North avec les copropriétaires respectifs de ces projets. La clôture de ces opérations a eu lieu en 2011 après l'obtention des approbations des organismes de réglementation nécessaires. Suncor a vendu à Total E&P une participation de 49 % dans le projet d'usine de valorisation Voyageur et une participation de 19,2 % dans l'actif Fort Hills. Suncor a reçu en échange un produit en espèces et une participation de 36,75 % dans l'actif Joslyn.

2011

- **Création du secteur Exploration et production.** En janvier, Suncor a annoncé des changements organisationnels, notamment la fusion des anciens secteurs International et extracôtier et Gaz naturel pour former un seul secteur axé sur la production classique, qui regroupe les activités intracôticières et extracôticières.
- **Agrandissement de l'usine d'éthanol.** En janvier, Suncor a terminé l'agrandissement de son usine d'éthanol en Ontario, qui a doublé sa capacité de production pour atteindre 400 millions de litres par année, ce qui en fait la plus grande installation de production de biocarburants au Canada.
- **Suspension temporaire des activités en Libye.** En réponse à l'agitation politique observée en Libye et aux sanctions dont ce pays a fait l'objet au cours du premier trimestre de 2011, l'exploitant des activités conjointes de la Société en Libye a cessé la production. Suncor a donc suspendu toutes ses activités d'exploration et a invoqué un cas de force majeure aux termes de ses CEPP. Les sanctions en Libye ont été levées au moment de la transition vers un nouveau gouvernement, et, au cours du premier trimestre de 2012, l'exploitant a pu reprendre la production dans tous les champs producteurs d'importance.
- **Plus grande révision de l'histoire de Suncor.** Pendant le deuxième trimestre, la Société a réalisé la plus grande révision de son histoire à ses usines de valorisation 2. La révision a été réalisée de façon sécuritaire et dans les délais.
- **Mise en service de nouveaux parcs éoliens.** En mai, Suncor a mis en service le projet de centrale éolienne Kent Breeze comportant huit turbines et d'une capacité de 20 MW, situé dans le sud-ouest de l'Ontario. En novembre, Suncor a mis en service le projet éolien Wintering Hills, comportant 55 turbines et d'une capacité de 88 MW, situé dans le sud de l'Alberta.
- **Approbation du développement de Golden Eagle.** Au cours du troisième trimestre, le plan de développement des champs de Golden Eagle dans le secteur britannique de la mer du Nord a été approuvé. La Société prévoit l'entrée en production à la fin de 2014 ou au début de 2015.
- **Extension North Steepbank.** En décembre, la Société a débuté l'exploitation du minerai se trouvant dans le secteur North Steepbank dans le cadre de ses Activités de base des Sables pétrolifères. L'ouverture de ce nouveau secteur a permis à Suncor d'accéder à des sables pétrolifères supplémentaires, de diminuer les distances de transport globales et de réduire la congestion à la mine.
- **Suspension des activités en Syrie.** En décembre, en raison des sanctions imposées contre la Syrie, Suncor a dû invoquer un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et suspendre ses activités en Syrie. La Société a cessé en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits associés à ses actifs syriens. Plus tard en 2012, la Société a reçu des produits provenant d'instruments d'atténuation des risques relatifs à ses actifs syriens, qui sont susceptibles de faire l'objet d'un remboursement en cas de reprise des activités en Syrie.
- **Achèvement du projet d'intégration des systèmes.** La Société a intégré les actifs des secteurs Exploration et production et Raffinage et commercialisation, qui ont été acquis dans le cadre de la fusion, pour constituer une plateforme commune pour les systèmes d'information. Les actifs des divisions Sables pétrolifères et Siège social avaient été intégrés en 2010.

2012

- **Nomination de Steve Williams à titre de chef de la direction.** En décembre 2011, Steve Williams, qui était auparavant chef de l'exploitation de Suncor, a été nommé président et membre du conseil d'administration de la Société et a assumé les fonctions de chef de la direction à compter de mai 2012. Avant de devenir chef de l'exploitation, M. Williams a été vice-président directeur, Sables pétrolifères pendant quatre ans, où il était chargé de diriger les activités de la division Sables pétrolifères de Suncor pendant une importante période de croissance.

M. Williams a remplacé le chef de la direction de longue date, Rick George, qui a pris sa retraite en mai après plus de 20 années à la tête de la Société.

- **Poursuite des opérations TRO^{MC}.** Suncor a terminé son projet de gestion des résidus. Les nouvelles infrastructures comprennent des tuyaux, des stations de pompage et des barges pour le transfert des fluides qui a) pompent l'eau chargée en résidus à partir des usines d'extraction vers une zone de sable; b) pompent les résidus fins mûrs à partir de la zone de sable vers un bassin de résidus pour qu'ils soient traités à l'aide du procédé TRO^{MC} et c) pompent l'eau traitée à partir des bassins de résidus pour la renvoyer vers les usines d'extraction, où elle sera utilisée dans les procédés de production. À l'aide du procédé TRO^{MC}, les résidus fins mûrs sont convertis plus rapidement en une matière solide pouvant être récupérée. Grâce à cette nouvelle technologie et aux fonds investis par la Société pour reconfigurer ses activités relatives aux résidus, Suncor a annulé ses projets de construction de cinq bassins de résidus supplémentaires.
- **Maintenance hors station des actifs de la Côte Est du Canada.** Les navires de production, de stockage et de déchargement (les « navires de PSD ») Terra Nova et White Rose ont été enlevés et conduits vers les installations d'amarrage afin qu'ils puissent faire l'objet de travaux de maintenance planifiés. La tête d'injection d'eau a été remplacée sur le navire de PSD Terra Nova, tandis que le système de propulsion a été réparé sur le navire de PSD White Rose. Le programme de maintenance hors station du Terra Nova a également permis à la Société de remplacer l'infrastructure sous-marine afin d'aider à atténuer les problèmes relatifs au sulfure d'hydrogène (H₂S).
- **Croissance à Firebag.** La production de Firebag a augmenté d'environ 75 % par rapport à 2011. En 2012, les installations de traitement centrales de la phase 3 de Firebag entrées en service au cours de l'année précédente ont atteint la capacité prévue environ un an après la première mise en production de pétrole. Les installations de traitement centrales de la phase 4 sont entrées en service en 2012 et la mise en production du pétrole provenant des puits de la phase 4 a débuté en décembre. Une fois que les installations de traitement centrales de la phase 4 auront atteint leur pleine capacité, la production totale provenant de Firebag devrait atteindre environ 180 000 b/j. Les installations des phases 1 à 4 de Firebag sont bien intégrées, ce qui offre la souplesse nécessaire sur le plan de l'exploitation pour optimiser la production, la maintenance, la fiabilité et les coûts.
- **Le MNU entreprend ses activités.** Le Millennium Naphta Unit (MNU), qui consiste en une usine d'hydrogène et en une unité d'hydrotraitement du naphta a commencé ses activités à sa capacité nominale. La Société s'attend à ce que le MNU augmente sa capacité de production de PBS non corrosif d'environ 10 %, principalement grâce à la nouvelle unité d'hydrotraitement du naphta, et à ce qu'elle stabilise les procédés de valorisation secondaire en offrant une plus grande souplesse opérationnelle pour la production d'hydrogène pendant les travaux de maintenance planifiés ou non planifiés.
- **Mise en service de l'infrastructure logistique relative aux Sables pétrolifères.** En 2012, la Société a mis en service le pipeline Wood Buffalo, qui relie le terminal Athabasca de la Société, situé à l'usine de base de Fort McMurray, à une infrastructure pipelinière appartenant à des tiers située à Cheecham (Alberta), et les deux premiers de quatre réservoirs de stockage à Hardisty (Alberta), qui seront raccordés au pipeline principal d'Enbridge en 2013.
- **Approbation du projet Hebron.** Le 31 décembre 2012, les copropriétaires du projet Hebron situé au large de Terre-Neuve-et-Labrador ont approuvé le plan de développement, qui comprend une plateforme à embase-poids en béton soutenant un pont en surface intégré qui sera utilisé pour la production, le forage et l'hébergement. Suncor détient une participation de 22,729 % dans le projet Hebron. La capacité de production estimative du projet Hebron est de 150 000 b/j de pétrole brut. La part revenant à Suncor des coûts du projet estimés par l'exploitant du projet est d'environ 3,2 G\$. La production de pétrole devrait débuter à la fin de 2017.

DESCRIPTION NARRATIVE DES ENTREPRISES DE SUNCOR

Sables pétrolifères

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

Activités de base des Sables pétrolifères

Nos Activités de base des Sables pétrolifères intégrées, situées dans la région Wood Buffalo du nord-est de l'Alberta, comportent de nombreux volets.

- **Exploitation minière et extraction**

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

- **Valorisation**

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

- **Services publics**

De l'eau de traitement est utilisée dans les procédés d'extraction puis est recyclée. La vapeur et l'électricité sont produites par des installations sur place. La vapeur requise pour les activités est générée par une unité de cogénération ou des chaudières à coke. L'électricité est produite par des turbogénératrices, dont certaines font partie de l'unité de cogénération du secteur des Sables pétrolifères ou proviennent des unités de cogénération de Firebag.

- **Maintenance**

Dans le cours normal de ses activités, Suncor procède régulièrement à des travaux de maintenance planifiés à ses installations. Les travaux de maintenance planifiés d'envergure, qui exigent l'interruption des unités, sont souvent appelés des révisions. Les révisions permettent d'effectuer des travaux de maintenance préventive et de remplacer des immobilisations, ce qui devrait accroître notre fiabilité et notre efficacité opérationnelle. Les travaux de maintenance planifiés sont généralement réalisés de façon périodique, en fonction du rendement d'exploitation historique, des facteurs d'utilisation recommandés ou d'autres exigences réglementaires. Les révisions demandent habituellement la fermeture de l'unité, l'inspection pour trouver des signes d'usure ou d'autres dommages, la réparation ou le remplacement des composantes et finalement, la remise en marche de l'unité.

- **Remise en état et résidus**

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

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

Activités de base des Sables pétrolifères

Exploitation minière et extraction

Suncor a fait figure de pionnier en commençant le développement commercial des sables pétrolifères d'Athabasca en 1962 et a réalisé sa première production en 1967. La zone d'exploitation minière initiale est en grande partie épuisée et, pendant plusieurs années, le bitume a été tiré presque exclusivement de la zone Millenium, dont la production a débuté en 2001. La Société a amorcé l'exploitation minière du secteur North Steepbank en 2011.

En 2012, la Société a extrait environ 151 millions de tonnes de minerai de bitume (2011 – 161 millions de tonnes). En 2012, Suncor a traité en moyenne 266 200 b/j de bitume dans ses installations d'extraction (2011 – 287 100 b/j).

Valorisation

Les installations de valorisation de Suncor consistent en deux usines : l'usine de valorisation 1, dont la capacité de valorisation première est d'environ 110 000 b/j de PBS, et l'usine de valorisation 2, dont la capacité de valorisation première est d'environ 240 000 b/j de PBS. Maintenant que le MNU est terminé, les installations de valorisation secondaire de Suncor se composent de trois usines d'hydrogène, de trois unités d'hydrotraitement du naphta, de deux unités d'hydrotraitement du gaz naturel et de deux unités d'hydrotraitement du diesel.

En 2012, Suncor a produit en moyenne 276 700 b/j de produits valorisés (PBS et diesel), provenant du bitume issu des activités d'exploitation et d'extraction et des activités *in situ*, et 48 100 b/j supplémentaires de bitume (2011 – 279 700 b/j valorisés, 25 000 b/j de bitume).

Autres concessions minières

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

Activités In situ

Dans le cadre de ses activités In situ aux projets Firebag et MacKay River, Suncor utilise le procédé de DGMV afin de produire du bitume à partir des gisements de sables pétrolifères qui sont trop profonds pour faire l'objet d'une exploitation minière rentable.

- **Le procédé de DGMV**

Ce procédé nécessite le forage de deux puits horizontaux, l'un étant situé au-dessus de l'autre. Afin d'aider à réduire la perturbation du sol et à améliorer l'efficacité au chapitre des coûts, les paires de puits sont forés à partir d'une plateforme multipuits. De la vapeur est injectée dans le puits du dessus afin de créer une chambre à vapeur souterraine à température élevée. Ce procédé réduit la viscosité du bitume, ce qui permet au bitume chauffé et à la vapeur condensée de s'écouler dans le puits du dessous et de remonter à la surface avec l'aide de pompes souterraines ou d'un gaz de circulation.

- **Installations de traitement centrales**

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

- **Production d'électricité et de vapeur**

Les vapeurs de gaz récupérées aux installations de traitement centrales sont traitées et utilisées pour alimenter les turbines à vapeur Once Through. Les unités de cogénération constituent des systèmes éconergétiques, qui utilisent la combustion du gaz naturel pour alimenter les turbines qui produisent l'électricité et la vapeur utilisées dans le procédé DGMV. Le surplus d'électricité produit par les unités de cogénération est utilisé aux installations Sables pétrolifères ou vendu au réseau électrique.

- **Maintenance et approvisionnement**

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

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

Actifs In situ

Firebag

La production tirée des activités du projet Firebag de Suncor a commencé en 2004 par la phase 1 de Firebag et s'est poursuivie par l'achèvement et l'entrée en production de la phase 2 de Firebag et de la phase 3 de Firebag en 2006 et en 2011 respectivement. Maintenant que la majeure partie de la construction est terminée et que la phase 4 de Firebag est entrée en service en 2012, le complexe Firebag de Suncor comprend quatre installations de traitement centrales dont la capacité de traitement totale est d'environ 180 000 b/j de bitume. La production réelle de Firebag pourrait différer en fonction notamment de la production de vapeur et des périodes de mise en service graduelle des nouveaux puits, de la maintenance planifiée et non planifiée et de l'état du réservoir.

Au 31 décembre 2012, Firebag comprenait 9 plateformes, composées de 109 paires de puits qui étaient soit des puits producteurs soit des puits au stade initial de l'injection de vapeur et de 18 puits intercalaires producteurs. Les installations de traitement centrales sont conçues pour être flexibles quant aux plateformes qui les approvisionnent en bitume, et la vapeur produite aux diverses installations peut être utilisée sur plusieurs plateformes. De plus, Firebag comprend cinq unités de cogénération qui produisent de la vapeur et qui sont capables de produire 425 MW d'électricité utilisée pour alimenter 13 turbines à vapeur Once Through.

En 2012, la production moyenne de bitume au projet Firebag était de 104 000 b/j (2011 – 59 500 b/j), dont environ 78 % (2011 – 90 %) a été valorisée par les Activités de base des Sables pétrolifères. Au 31 décembre 2012, le RVP cumulatif à Firebag était de 3,4 (2011 – 3,3). Le RVP de Firebag devrait diminuer à mesure que la production augmente.

MacKay River

La production provenant de MacKay River a débuté en 2002. Au 31 décembre 2012, le projet MacKay River comprenait six plateformes comptant 71 paires de puits, qui étaient soit des puits producteurs soit des puits au stade initial de l'injection de vapeur. Les installations de traitement centrales de MacKay River ont une capacité de traitement d'environ 30 000 b/j de bitume. Un tiers est propriétaire et assure l'exploitation de l'unité de cogénération sur place qui sert à produire de la vapeur et de l'électricité pour alimenter quatre turbines à vapeur Once Through dont Suncor est l'exploitant aux termes d'une entente commerciale.

Suncor a reçu l'approbation réglementaire pour produire du bitume supplémentaire à MacKay River et dans les terrains Dover adjacents et évalue actuellement la possibilité d'agrandir le projet pour augmenter la capacité de traitement du bitume par l'ajout d'installations de traitement centrales. La Société a amorcé un projet de désengorgement des installations de traitement centrales existantes, qui devrait porter la capacité de traitement existante du bitume à environ 38 000 b/j d'ici 2015.

En 2012, les activités à MacKay River généraient une production moyenne de 27 000 b/j de bitume (2011 – 30 000 b/j), dont environ 7 % (2011 – 30 %) ont été valorisés par les Activités de base des Sables pétrolifères. La diminution de ce pourcentage était attribuable principalement à la valorisation d'une plus grande partie de la production provenant de Firebag. Au 31 décembre 2012, le RVP cumulatif à MacKay River était de 2,5 (2,5 en 2011).

Autres concessions In situ

Suncor est propriétaire de plusieurs autres concessions de sables pétrolifères, dont Meadow Creek, Lewis, Chard et Kirby, qui, selon elle, peuvent être développées à l'aide de techniques *in situ* et sur lesquelles elle pourrait entreprendre annuellement des programmes de forage exploratoire. En 2012, Suncor a foré 27 trous de carottage à Meadow Creek (2011 – 22 trous de carottage).

Coentreprises des Sables pétrolifères – actifs et activités

Syncrude

Suncor détient une participation de 12 % dans l'arrangement conjoint Syncrude, qui est situé près de Fort McMurray, ce qui comprend les activités d'exploitation minière à Mildred Lake North et à Aurora North. Syncrude a également obtenu les approbations réglementaires pour développer les concessions d'exploitation des sables pétrolifères Aurora South. En 2012, les propriétaires de Syncrude ont annoncé leur projet de développer deux zones d'exploitation à côté de la mine existante, sous réserve de l'obtention de l'approbation définitive et des approbations réglementaires, ce qui prolongerait la durée de vie de Mildred Lake d'environ dix ans. Le projet propose d'utiliser les installations d'exploitation et d'extraction existantes. Syncrude prévoit demander les approbations des autorités de réglementation pour ces zones en 2014.

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

Les activités minières de Syncrude sont réalisées à l'aide de camions, de pelles et de systèmes de pipelines d'hydrotransport d'une façon analogue aux Activités de base des Sables pétrolifères. Les technologies d'extraction et de valorisation à Syncrude s'apparentent à celles utilisées pour les Activités de base des Sables pétrolifères, à l'exception du fait que Syncrude utilise un procédé de cokéfaction fluide qui emploie le craquage thermique continu des hydrocarbures les plus lourds. À Mildred Lake, l'électricité est produite par une centrale électrique alimentée au gaz dégagé par les activités de valorisation et au gaz naturel. À Aurora North, Syncrude exploite deux centrales électriques fonctionnant à l'aide de turbines à gaz de 80 MW.

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

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

En 2012, la part revenant à Suncor de la production de Syncrude s'établissait en moyenne à 34 400 b/j (2011 – 34 600 b/j).

Fort Hills, Joslyn et l'usine de valorisation Voyageur

Pendant le premier trimestre de 2011, Suncor a réalisé des opérations avec Total E&P, qui ont amené Total E&P dans le projet de valorisation Voyageur, ont accru sa participation directe dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et ont amené Suncor dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn North.

- Fort Hills est la zone d'exploitation des sables pétrolifères composée de concessions à l'est de la rivière Athabasca, au nord des Activités de base des Sables pétrolifères. Les plans provisoires pour le projet d'exploitation Fort Hills prévoient une production de bitume (brute) de 164 000 b/j. Suncor a acquis initialement une participation directe de 60 % dans Fort Hills par suite de la fusion avec Petro-Canada et a ensuite convenu d'une aliénation partielle de 19,2 % dans le cadre des opérations conclues avec Total E&P. Suncor détient maintenant une participation directe de 40,8 % dans le projet Fort Hills. Suncor Energy Operating Inc., filiale en propriété exclusive de Suncor, est l'exploitant contractuel du projet Fort Hills. Avant la fusion, les copropriétaires de Fort Hills avaient réalisé des travaux d'ingénierie de base pour la conception (*design basis memorandum engineering*) en 2008, mais ont reporté la décision d'investissement finale en raison du ralentissement économique mondial. Après la réalisation des opérations avec Total E&P, le projet Fort Hills a été remis en branle. L'étude de délimitation et les travaux d'ingénierie de base pour la conception (*design basis memorandum engineering*) ont été mis à jour et le projet est maintenant rendu à la dernière étape des travaux techniques préliminaires.
- Joslyn est la zone d'exploitation de sables pétrolifères composée de concessions au sud-ouest de Fort Hills et à l'ouest de la rivière Athabasca. Total E&P est l'exploitant. Les plans provisoires pour le projet minier Joslyn North prévoient une production (brute) de bitume de 100 000 b/j. Suncor a acquis une participation directe de 36,75 % dans cet actif par suite des opérations conclues avec Total E&P.
- Suncor a commencé à concevoir l'usine de valorisation Voyageur en 2004, mais a mis le projet en veilleuse en janvier 2009 en raison du ralentissement économique mondial, alors qu'environ 15 % de la construction avait été complétée. Par suite des opérations conclues avec Total E&P, l'équipe du projet de l'usine de valorisation Voyageur s'est notamment employée à préparer le site et à évaluer l'état des actifs.

Comme il a été annoncé précédemment, Suncor travaille de concert avec ses partenaires respectifs afin de réaliser des examens détaillés de chacun de ses projets de croissance prévus du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères et se concentre sur les coûts et la qualité dans le but de générer de la valeur à long terme pour les actionnaires.

En ce qui concerne le projet minier Fort Hills, les partenaires s'attendent à obtenir l'aval du projet au cours du deuxième semestre de 2013. Suncor prévoit communiquer la date à laquelle le projet Joslyn devrait être avalisé lorsqu'elle aura obtenu plus d'information à ce sujet.

Suncor est d'avis que les perspectives économiques pour le projet d'usine de valorisation Voyageur sont compromises. Suncor et son partenaire continuent de travailler diligemment afin de mener à bien le projet. Les partenaires ont étudié divers scénarios, notamment les incidences d'une annulation ou d'un report indéfini. Aucune décision formelle concernant le projet n'a été prise, et les partenaires poursuivent leurs efforts pour arriver à une décision d'ici la fin du premier trimestre de 2013. Le projet d'usine de valorisation Voyageur ne peut aller de l'avant sans l'approbation des deux partenaires et, dans le cas de Suncor, sans l'approbation de son conseil d'administration. Dans l'intervalle, Suncor et son partenaire ont convenu de minimiser les dépenses du projet dans l'attente d'une décision.

Compte tenu des perspectives économiques difficiles pour le projet d'usine de valorisation Voyageur, la Société a réalisé un test de dépréciation et enregistré une charge au titre de la moins-value à la fin de 2012.

Nouvelles technologies

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

Ventes des principaux produits

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

Pour la production de bitume provenant du secteur In situ, Suncor peut tirer parti des fluctuations des conditions du marché grâce à sa stratégie de commercialisation : a) en valorisant le bitume directement à nos installations pour les Activités de base des Sables pétrolifères, b) en valorisant le bitume à la raffinerie d'Edmonton de Suncor ou c) en vendant le bitume dilué directement à des tiers. De plus grandes ventes de bitume peuvent également être requises pendant les interruptions des installations de valorisation ou des réseaux de pipelines. En 2012, environ 63 % ou 82 900 b/j de la production de bitume du secteur In situ (2011 – 73 % ou 64 600 b/j) a été traitée par les installations de valorisation des Activités de base des Sables pétrolifères.

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

Volumes des ventes et produits des activités ordinaires — Principaux produits	2012		2011	
	kb/j	% des produits des activités ordinaires	kb/j	% des produits des activités ordinaires
PBS non corrosif (compte tenu de Syncrude) et diesel	152,7	47	144,4	44
PBS corrosif léger et bitume	205,6	48	194,6	45
Produits non exclusifs, sous-produits et autres produits des activités ordinaires ⁽¹⁾	s.o.	5	s.o.	11
	358,3		339,0	

(1) Les produits des activités ordinaires comprennent les ventes de volumes qui n'appartiennent pas à Suncor, principalement du diluant acheté auprès de tiers afin de soutenir les ventes de bitume lorsque la Société n'est pas en mesure de répondre à la demande de diluant à l'interne.

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

Distribution de produits

La production tirée des Sables pétrolifères est recueillie aux installations de Fort McMurray au terminal Athabasca, qui est exploité par Enbridge Inc. (Enbridge). Suncor a conclu divers arrangements avec Enbridge à cette installation afin d'entreposer le PBS, le bitume dilué et le diesel. Les produits circulent à partir du terminal Athabasca des façons suivantes :

- Le PBS est envoyé à Edmonton au moyen du pipeline du secteur Sables pétrolifères, qui appartient à Suncor et est exploité par le secteur Raffinage et commercialisation. À Edmonton, le produit est vendu à des raffineries locales, y compris Suncor, ou est transféré au réseau principal d'Enbridge ou au réseau TransMountain Pipeline.
- Le PBS et le bitume dilué sont transportés à Cheecham (Alberta) au moyen du pipeline Athabasca d'Enbridge ou du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge. À partir de Cheecham, le pipeline Athabasca d'Enbridge continue jusqu'à Hardisty (Alberta).
- Le PBS parvient également à Edmonton par l'entremise du pipeline Waupisoo d'Enbridge qui débute à Cheecham.

À partir d'Hardisty, endroit où Suncor dispose d'une capacité de stockage dont elle est propriétaire ainsi que d'une capacité de stockage supplémentaire aux termes d'un contrat, Suncor dispose de diverses options pour livrer le produit aux clients.

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

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

Les installations du secteur des Activités de base des Sables pétrolifères sont facilement accessibles par la voie publique. Les installations de MacKay River sont accessibles par une combinaison de voies publiques et de routes privées, tandis que les installations de Firebag sont actuellement accessibles par avion et par des routes privées.

Ententes de redevances

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

En 2012, les redevances applicables au secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) représentaient environ 6 % (2011 – 7 %) des produits des activités ordinaires du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude), à l'exclusion des ventes de produits non exclusifs et des ventes de sous-produits. En 2012, Suncor a versé des redevances sur les activités de Syncrude qui représentaient environ 6 % des produits des activités ordinaires de Syncrude avant le versement des redevances (2011 – 8 %).

Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude

Dans le cadre du New Royalty Framework (nouveau régime de redevances), Suncor a négocié et conclu la convention de modification des redevances de Suncor (la « CMR de Suncor ») avec le gouvernement de l'Alberta en janvier 2008 pour les redevances applicables à son secteur Activités de base des Sables pétrolifères. Avant le nouveau régime de redevances, Suncor a exercé son droit de passer à des redevances en fonction des produits tirés du bitume plutôt que des produits tirés du PBS, principe qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Le pourcentage des redevances en 2009 a continué de représenter 25 % des produits nets. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2015, les taux des redevances ont été établis au moyen d'une échelle mobile (établie en fonction de l'équivalent en dollars canadiens pour le WTI) qui variait entre 25 % et 30 % du R-C (revenu-coût), où R représente

le revenu brut, déduction faite des rajustements pour tenir compte de la qualité du bitume et des frais de transport et C désigne les coûts admissibles, y compris les dépenses en immobilisations admissibles, ce qui exclut la quasi-totalité des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations associés aux installations de valorisation. Le taux de redevance minimal est de 1,0 % à 1,2 % de R. En 2012, Suncor a versé des redevances sur ses activités d'exploitation associées au secteur des Activités de base des Sables pétrolifères à un taux de 30 % du R-C (2011 – 30 % du R-C).

En novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta et les copropriétaires de Syncrude sont parvenus à une entente pour la mise en œuvre du nouveau régime de redevances pour le projet Syncrude (qui est analogue à la CMR de Suncor). Conformément aux nouvelles conditions, Syncrude continuera de verser le pourcentage le plus élevé entre : 1 % du revenu brut ou 25 % du revenu net, jusqu'à la fin de 2015. Pour 2012, le taux de redevance représentait 25 % du revenu net (2011 – 25 %). Dans le cadre de son entente, Syncrude exerçait également son droit de passer à une redevance établie en fonction du bitume au lieu d'une redevance établie en fonction du PBS. Ainsi, l'installation de valorisation pour le projet Syncrude n'est plus considérée comme faisant partie du projet de redevances. De plus, les copropriétaires de Syncrude ont convenu de verser une redevance supplémentaire de 975 M\$ sur une période de six ans à compter de 2010, pourvu que certains niveaux de production soient atteints.

Dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances, le gouvernement de l'Alberta a adopté de nouveaux règlements sur la méthodologie d'évaluation du bitume (MEB) avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009 qui déterminent l'évaluation du bitume aux fins des redevances. La Couronne a informé Suncor que la MEB s'appliquerait au secteur Activités de base des Sables pétrolifères aux fins de la CMR de Suncor (la MEB de Suncor). En 2009, Suncor a informé la Couronne que la MEB de Suncor ne respectait pas la CMR de Suncor. En décembre 2010, le ministre de l'Énergie de l'Alberta a avisé Suncor d'une modification de la CMR de Suncor, qui prévoit des rajustements à la qualité du bitume qui n'étaient pas reconnus auparavant et des rajustements au transport. Pour les années 2009 à 2012, les frais de redevances de Suncor pour le secteur Activités de base des Sables pétrolifères ont été calculés en fonction de ces rajustements. Suncor a envoyé un nouvel avis de non-conformité à la Couronne daté de janvier 2011 indiquant que les rajustements relatifs à la qualité demeurent non conformes à la CMR de Suncor (le rajustement relatif au transport n'est pas contesté). La CMR de Suncor prévoit l'amorce d'une procédure d'arbitrage si l'on ne parvient pas à un règlement sur ces questions. Suncor a déposé un avis de commencement d'arbitrage auprès de la Couronne le 29 janvier 2011. L'arbitrage est actuellement en cours.

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

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

In situ

Aux termes du nouveau régime de redevances, les redevances pour les projets Firebag et MacKay River de Suncor sont établies en fonction d'une échelle mobile représentant de 25 % à 40 % du R-C, sous réserve d'une redevance minimale représentant de 1 % à 9 % du R. Les revenus utilisés dans les formules de calcul des redevances sont influencés principalement par les prix de référence du WCS, tandis que les pourcentages mobiles utilisés dans ces formules dépendent des cours du WTI allant de 55 \$ CA/b jusqu'au taux maximal de 120 \$ CA/b. Un projet demeure soumis à la redevance minimale (la phase préversement) jusqu'à ce que les revenus bruts cumulatifs du projet excèdent ses coûts cumulatifs, y compris une allocation d'investissement annuelle (*annual investment allowance*) (la phase postérieure au versement). En 2012, Suncor a versé des redevances minimales représentant un taux de 6 % du R pour MacKay River (2011 – 34 % du R-C) de même que des redevances représentant en moyenne 6 % du R pour Firebag (2011 – 6 %), qui continue d'être dans la phase postérieure au versement. Le taux de redevance pour le projet MacKay River était inférieur en 2012 en raison des prix de référence moins élevés du WCS.

Exploration et production

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

Côte Est du Canada – Actifs et activités

Située à St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), cette entreprise est axée sur la production à fort volume provenant de trois champs existants, les participations dans les développements et extensions futurs ainsi que le forage d'exploration pour de nouvelles occasions. Suncor est la seule société de la région qui détient des participations dans chaque champ actuellement en production.

Terra Nova

Le champ pétrolifère Terra Nova, situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's, 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 NPSD amarré sur place qui possède une capacité de production brute de 180 000 b/j et une capacité de stockage de pétrole de 960 000 barils. Terra Nova a été le premier projet développé dans des conditions difficiles en Amérique du Nord à utiliser un navire de PSD. Les niveaux de production réels sont plus bas que la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir. La production à partir du champ pétrolifère Terra Nova a débuté en janvier 2002. Au 31 décembre 2012, il y a avait 28 puits : 16 puits de production, 9 puits d'injection d'eau et 3 puits d'injection de gaz. En 2012, la quote-part de Suncor de la production de Terra Nova s'élevait en moyenne à 8 800 b/j (2011 – 16 200 b/j). La production de Terra Nova a été interrompue pendant environ 27 semaines en 2012 dans le cadre d'un programme de maintenance planifiée des quais visant à remplacer la tête d'injection d'eau du NPSD et à installer une infrastructure sous-marine afin d'aider à atténuer les problèmes relatifs au H₂S. La production du plus grand des trois centres de forage a repris après que la maintenance des quais eut été terminée à la fin de 2012. La production d'un deuxième centre de forage a repris en février 2013. Le troisième centre de forage devrait être raccordé au cours du troisième trimestre de 2013 lorsque les conduites d'écoulement pourront être remplacées.

Les plans de développement actuels pour Terra Nova comprennent un puits de production et un puits d'injection d'eau qui, de l'avis de la Société, contribueront à la production et atténueront les diminutions naturelles du réservoir. De plus, la Société prévoit forer un puits de développement dans le secteur West Flank du champ pétrolifère en 2013.

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

Hibernia et unité d'extension Hibernia Southern

Le champ pétrolifère Hibernia, qui comprend les réservoirs Hibernia et Ben Nevis Avalon, est situé à environ 315 km au sud-est de St. John's, et il a été le premier champ développé dans le bassin Jeanne d'Arc. Exploité par Hibernia Management and Development Company Ltd., le système de production utilisé est une structure à embase-poids 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 de pétrole de 1 300 000 b. Les niveaux de production réels sont toutefois inférieurs, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir et les diminutions naturelles. La production à partir du champ Hibernia a débuté en novembre 1997. Au 31 décembre 2012, on comptait 60 puits en exploitation (y compris ceux dans l'unité d'extension Hibernia Southern) : 36 puits producteurs de pétrole, 14 puits d'injection d'eau à zone simple, 5 puits d'injection d'eau à zone double et 5 puits d'injection de gaz. En 2012, la quote-part de Suncor de la production de Hibernia atteignait en moyenne 26 100 b/j (2011 – 30 900 b/j). Hibernia utilise le même terminal de transbordement et le même système de pétroliers navettes que ceux qui sont actuellement utilisés pour le champ pétrolifère Terra Nova.

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

White Rose et les extensions White Rose

White Rose, le troisième projet de développement d'un champ pétrolifère au large des côtes de Terre-Neuve, est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's. Exploité par Husky Oil Operations Limited, White Rose fait appel à un navire de PSD et a une capacité de production brute de 140 000 b/j et une capacité de stockage du pétrole de 940 000 barils. La production tirée de White Rose a commencé en novembre 2005. Au 31 décembre 2012, on comptait 31 puits en exploitation (y compris les extensions White Rose) : 14 puits producteurs de pétrole, 14 puits d'injection d'eau et 3 puits de stockage du gaz naturel. Le navire de PSD White Rose a interrompu ses activités pendant environ 15 semaines en 2012, le temps de procéder au programme de maintenance planifiée hors station. En 2012, la quote-part de Suncor de la production de White Rose s'établissait en moyenne à 11 600 b/j (2011 – 18 500 b/j). White Rose utilise le même terminal de transbordement et le même système de pétroliers navettes que ceux qui sont actuellement utilisés pour Hibernia et Terra Nova.

En 2007, les copropriétaires de White Rose ont signé une entente officielle avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador pour le développement des extensions White Rose, qui comprend les champs satellites des extensions South White Rose, North Amethyst et West White Rose. En mai 2010, la première extraction de pétrole dans la partie North Amethyst a été réalisée et le forage de développement est toujours en cours, y compris la réalisation d'un puits de production en 2012. Le développement du champ West White Rose devrait être divisé en deux stades. Le premier stade a été approuvé en 2010 et la première extraction de pétrole a été réalisée en 2011 à la suite de l'achèvement du premier puits de production. Un puits d'injection d'eau pour soutenir ce puits de production a été terminé en 2012. Les copropriétaires de White Rose procèdent actuellement aux évaluations pour le deuxième stade de développement en privilégiant deux options éventuelles : (i) un développement sous-marin (d'une façon analogue au champ de base et à North Amethyst) ou (ii) une plateforme de forage fixe en béton armé. Les copropriétaires n'ont pris aucune décision, et l'une ou l'autre option nécessitera l'approbation des autorités de réglementation.

Hebron

Découvert en 1980, le champ pétrolifère Hebron est situé à 340 km au sud-est de St. John's. Le projet est exploité par ExxonMobil Canada Properties. Le 31 décembre 2012, les copropriétaires du projet Hebron en ont annoncé l'aval. Le développement du projet Hebron prévoit notamment la construction d'une plateforme gravitaire fixe en béton qui soutient un pont en surface intégré qui sera utilisé pour la production, le forage et l'hébergement. Les projets de développement comprennent une capacité de stockage du pétrole de 1 200 000 b et 52 espaces aux fins de forage ayant une capacité de production de 150 000 b/j de pétrole brut (34 000 b/j nets pour Suncor). La tranche des coûts estimés par l'exploitant du projet qui est assumée par Suncor s'élève à environ 3,2 G\$. La production de pétrole devrait être amorcée à la fin de 2017.

Autres actifs

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

Suncor continue d'être à l'affût d'autres possibilités au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. La Société détient des participations dans 50 autres permis de découverte d'importance et 7 autres permis d'exploration au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

International – actifs et activités

Buzzard – mer du Nord

Le champ pétrolifère Buzzard est situé dans l'Outer Moray Firth, soit à 95 km au nord-est d'Aberdeen, en Écosse. Exploitées par Nexen Petroleum U.K. Limited, les installations de Buzzard ont une capacité de production brute installée d'environ 220 000 b/j de pétrole et de 80 Mpi³/j de gaz naturel. Le champ Buzzard est entré en production en janvier 2007. Il comporte quatre plateformes reliées par un pont et supportant les installations de la tête du puits, les installations de production, les quartiers d'habitation et les services publics et les installations de traitement du soufre. Au 31 décembre 2012, on comptait 44 puits : 32 puits producteurs de pétrole et de gaz et 12 puits d'injection d'eau. En 2012, la quote-part de Suncor de la production de Buzzard s'établissait en moyenne à 48 000 bep/j (2011 – 42 900 bep/j).

En 2012, quatre puits de développement du pétrole et du gaz et un puits d'exploration ont été forés dans le secteur Northern Terrace du champ pétrolifère Buzzard. La Société évalue actuellement les résultats tirés du puits d'exploration.

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

Développement du secteur Golden Eagle – mer du Nord

En 2011, Golden Eagle a reçu l'approbation réglementaire du ministère de l'Énergie et des Changements climatiques du Royaume-Uni et l'aval des copropriétaires du projet. Ce développement est situé à environ 20 km au nord du champ pétrolifère Buzzard et unifie les découvertes Peregrine, Hobby et Golden Eagle réalisées entre 2007 et 2009 et le secteur Solitaire, qui a obtenu les approbations réglementaires nécessaires afin d'être ajouté au plan de développement en 2012. Le plan de développement comprend une plateforme combinée de production, de services publics et d'hébergement, qui est liée à une plateforme de tête de puits distincte, et la production brute initiale générée par les 21 puits de développement sera de 70 000 bep/j (bruts). Le plan de développement pour Golden Eagle en 2013 prévoit l'installation de treillis et de l'équipement en surface de la tête du puits ainsi que le commencement du forage de développement. L'exploitant, Nexen Petroleum U.K. Limited, estime que les frais de développement bruts seront de 2 G£ (3,3 G\$ CA). La première production devrait avoir lieu à la fin de 2014 ou au début de 2015. Les copropriétaires de Golden Eagle détiennent également des permis d'exploration adjacents et continuent d'explorer la région.

Autres actifs – mer du Nord

Les autres initiatives en matière d'exploration de Suncor dans la mer du Nord comprennent notamment les zones suivantes :

- Zone prometteuse Beta (Norvège) – Suncor assure l'exploitation des permis PL375 et PL375b, dans lesquels elle détient une participation de 65 %. La Société a foré le premier puits d'exploration au début de 2010 et a découvert la présence d'hydrocarbures. Un puits d'appréciation a été foré et testé plus tard en 2010, ce qui a permis de constater des résultats positifs. Suncor a foré un deuxième puits d'appréciation en 2012, mais n'a pas découvert d'hydrocarbures. La Société continuera d'évaluer la découverte Beta grâce à l'acquisition prévue de nouvelles données sismiques en 2013 et à la réalisation de nouveaux travaux de forage d'appréciation en 2014.
- Zone prometteuse Butch (Norvège) – En 2011, l'exploitant pour le permis PL405, dans lequel Suncor détient une participation de 30 %, a foré un puits d'exploration qui a mené à une découverte, puis un puits de déviation afin d'évaluer l'étendue latérale des hydrocarbures. Au début de 2012, un deuxième puits de déviation foré dans cette zone prometteuse a été abandonné en raison de son instabilité avant d'atteindre la profondeur prévue. L'exploitant, Centrica plc, compte forer deux puits d'exploration supplémentaires en 2013.
- Zone prometteuse Romeo (Royaume-Uni) – Au cours du deuxième semestre de 2012, la Société était l'exploitant d'un puits d'exploration foré dans le bloc 30/11c, dans lequel elle détient une participation de 57,857 %; la Société évalue actuellement les résultats du forage. Le puits conjoint a été foré de façon à se conformer aux engagements pour la réalisation des travaux prévus dans les permis pour le bloc 30/11c détenus par Suncor et ses copropriétaires et dans le permis pour le bloc 29/15 détenu par une autre partie.
- Zone prometteuse Scotney (Royaume-Uni) – En 2013, Suncor agira à titre d'exploitant pour un puits d'exploration prévu dans le bloc 20/05b, dans lequel elle détient une participation de 32,86 %. Ce puits est foré de façon à se conformer aux engagements pour la réalisation des travaux prévus dans le permis.

Suncor continue de rechercher des occasions dans la mer du Nord. La Société détient des participations dans 29 permis d'exploration dans les secteurs britannique et norvégien de la mer du Nord.

Libye

En Libye, Suncor agit aux termes de plusieurs CEPP qui lui permettent, de même qu'à la Libya National Oil Corporation (NOC), de planifier et de mettre en œuvre conjointement la reprise du développement des champs existants dans le bassin Sirte. Les réserves existantes sont associées à cinq ententes distinctes (CEPP I à V), qui comportent cinq principaux champs de production. Aux termes des CEPP, la Société acquitte la totalité des frais d'exploration, 50 % des frais de développement et 12 % des frais d'exploitation et récupère ces frais au moyen de sa quote-part de 12 % de la production, procédé que l'on appelle également récupération des coûts. Le pétrole restant après la récupération des coûts est appelé pétrole excédentaire et est réparti entre Suncor et la NOC conformément à un plan de partage des profits établie en fonction de plusieurs facteurs, et la quote-part de Suncor des profits varie entre 4 % et 12 %. Les CEPP expirent le 31 décembre 2032 mais comportent une prolongation initiale de cinq ans jusqu'à la fin de 2037. En 2012, la quote-part de Suncor de la production en Libye s'est établie en moyenne à 41 500 b/j (2011 – 12 100 b/j). La Libye est membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et est soumise à des quotas qui peuvent avoir une incidence sur la production de la Société en Libye.

Pour la plus grande partie de la période allant de mars à septembre 2011, l'exploitant de l'entreprise conjointe, Harouge Oil Operations BV (Harouge), a interrompu la production en raison de l'agitation politique qui avait débuté plus tôt dans l'année. Des sanctions interdisant notamment l'achat de pétrole provenant de la Libye ont également été imposées par de nombreux gouvernements. En mars 2011, Suncor a invoqué un cas de force majeure aux termes de ses CEPP. Vers la fin du troisième trimestre de 2011, un nouveau gouvernement a été formé en Libye, et les sanctions ont été levées. Au début de 2012, la production avait repris dans tous les champs producteurs d'importance, et la Société ne se trouve plus dans un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles, y compris en ce qui a trait à ses activités d'exploration.

Dans le cadre de ses obligations contractuelles aux termes des CEPP, Suncor agira en qualité d'exploitant pour un programme d'exploration dont le coût restant était estimé à 275 M\$ US au 31 décembre 2012. Suncor effectue des démarches afin de reprendre les activités d'exploration au début de 2013 et négocie actuellement avec la NOC concernant la période de force majeure aux termes de ses CEPP et le délai dont dispose Suncor pour remplir son engagement d'exploration aux termes de ses CEPP.

Par suite de la fusion, la Société a pris en charge l'obligation restante à l'égard du paiement de primes à la signature en lien avec la ratification du CEPP par Petro-Canada en 2008. Au 31 décembre 2012, la valeur non actualisée de l'obligation restante de Suncor était de 86 M\$ US, somme qui devrait être acquittée au cours des trois prochaines années.

Syrie

En décembre 2011, dans le climat d'agitation soutenu en Syrie, des sanctions ont été imposées, et Suncor a invoqué un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a suspendu ses activités dans le pays. Suncor a ramené ses employés expatriés et a pris des mesures afin de continuer de soutenir ses employés syriens. La Société a cessé en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits associés à ses actifs syriens. En 2011, la quote-part de Suncor de la production en Syrie représentait en moyenne 17 600 bep/j. Suncor a été incapable de surveiller l'état de ses actifs dans ce pays depuis ce temps et ignore entre autres si certaines installations ont subi des dommages.

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

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

En 2012, la Société a enregistré une charge au titre de la moins-value sur ses actifs syriens en raison de l'incertitude entourant l'avenir de la Société dans ce pays. Plus tard dans l'année, la Société a reçu des produits provenant d'instruments d'atténuation des risques relatifs à ses actifs syriens, lesquels sont susceptibles de faire l'objet d'un remboursement en cas de reprise des activités en Syrie.

Exploitation terrestre en Amérique du Nord – actifs et activités

L'exploitation terrestre en Amérique du Nord comprend des activités d'exploration, de développement et de production de gaz naturel, de LGN, de pétrole brut et de sous-produits dans l'Ouest canadien. Après la fusion avec Petro-Canada, la stratégie mise de l'avant pour ce secteur privilégiait les sources non classiques riches en liquides, ce qui a mené la Société à se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels pour ce secteur en 2010 et au début de 2011.

Étant donné la grande quantité de gaz naturel mise en production en Amérique du Nord en raison des avancées récentes réalisées par les technologies associées à l'exploitation du gaz de schiste, les producteurs de gaz naturel en Amérique du Nord demeurent confrontés à la faiblesse relative des prix du gaz naturel. Suncor continue de se concentrer sur la rentabilité de cette entreprise en intensifiant notamment ses activités dans les zones non classiques, comme la formation pétrolière de Cardium, dans le centre de l'Alberta, et la formation Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Dans le but de soutenir la priorité accordée par la Société à la croissance rentable à long terme grâce à ses actifs essentiels et compte tenu de l'amélioration perçue de la conjoncture du marché, Suncor continue d'explorer les occasions de se départir de biens non essentiels et saisira les occasions qui remplissent ses objectifs financiers.

En 2012, la quote-part de Suncor de la production provenant de ses terrains du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord était de 323 Mpi³/j (2011 – 388 Mpi³/j). En 2012, la Société a cessé d'exploiter ses champs du sud-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel et de la fermeture d'une installation tierce de traitement du gaz naturel, ce qui représentait environ 25 Mpi³/j de la production en 2011. De plus, la Société s'est départie d'actifs non essentiels en 2011 qui représentaient environ 14 Mpi³/j de sa production en 2011. En 2012, le gaz naturel représentait 90 % de la production (2011 – 92 %), et le pétrole brut et les LGN en représentaient le reste. Le secteur Activités terrestres en Amérique du Nord tire également des produits des activités ordinaires du soufre, un sous-produit des activités de traitement.

Les activités en 2012 étaient principalement concentrées dans des zones géologiques multiples réparties dans l'Ouest canadien. L'entreprise est structurée selon les zones d'actifs suivantes.

Zone/secteur	Cible principale	Mpi ³ (e)/j en 2012	Mpi ³ (e)/j en 2011
Nord-est de la C.-B.	Montney, Triassic et Slave Point	83	113
Sud-est de l'Alberta	Gaz sec, non corrosif	62	70
Foothills – ouest de l'Alberta, parties du nord-est de la C.-B.	Gaz corrosif du Mississippien	130	161
Plaines – ouest de l'Alberta	Pétrole du Cardium, gaz du Crétacé	48	44
		323	388

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

Le gaz naturel extrait à la tête de puits demande plus de traitement. Dans l'Ouest canadien, Suncor exploite actuellement plusieurs usines de traitement du gaz naturel, dont la capacité totale autorisée est de 772 Mpi³/j et dont la quote-part de la Société est de 470 Mpi³/j. La capacité qui n'est pas utilisée par la propre production de la Société est optimisée par la conclusion d'ententes de traitement avec des producteurs tiers. Suncor détient également diverses participations directes dans d'autres installations de traitement du gaz naturel et de collecte sur les champs exploitées par d'autres sociétés pétrolières et gazières. 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 2012.

Usines de traitement du gaz naturel exploitées par Suncor	Zone/secteur	Participation directe %	Capacité autorisée brute Mpi ³ /j	Capacité autorisée nette Mpi ³ /j
Hanlan Sour	Foothills	49,86	382,0	190,5
Hanlan Sweet	Foothills	40,73	44,2	18,0
Ferrier	Plaines	100,00	120,0	120,0
Gilby East	Plaines	100,00	52,4	52,4
Wilson Creek	Plaines	52,17	34,6	18,1
Progress	Nord-est de la C.-B.	38,01	42,6	16,2
Boundary Lake Sour	Nord-est de la C.-B.	50,00	46,0	23,0
Boundary Lake Sweet	Nord-est de la C.-B.	100,00	20,0	20,0
Parkland 1	Nord-est de la C.-B.	43,98	18,1	8,0
Parkland 2	Nord-est de la C.-B.	34,75	11,7	4,1
Total			771,6	470,3

La production de gaz naturel de l'Alberta est habituellement vendue au Nova Inventory Transfer (NIT), qui est l'une des principales plaques tournantes pour le commerce du gaz naturel en Amérique du Nord. Le gaz naturel à NIT, qui reçoit généralement un prix au comptant à AECO (Alberta) moyen quotidien ou mensuel. La production de gaz

naturel tirée de la Colombie-Britannique est habituellement vendue à la station 2, qui fait partie du réseau de transmission Spectra, Colombie-Britannique, et reçoit le prix établi par le Station 2 Gas Daily Index. Afin de procurer un accès diversifié aux marchés, Suncor détient une capacité garantie sur le réseau Alliance Pipeline et le TransCanada Pipelines Gas Transmission Northwest Pipeline (GTN). La capacité garantie du réseau Alliance permet à Suncor de livrer le gaz naturel aux marchés de l'Illinois à partir de la Colombie-Britannique. La capacité garantie du GTN permet à Suncor de livrer le gaz naturel aux marchés du nord-ouest du Pacifique et de la Californie. On se reportera à la rubrique « Contrats à livrer et obligations de transport » de la présente notice annuelle pour obtenir plus d'information sur la capacité de Suncor sur le réseau Alliance Pipeline et le GTN.

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

Ventes des principaux produits

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

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

Pour les activités du secteur Exploration et production, considérées séparément et dans leur ensemble, le tableau qui suit fournit de l'information sur les volumes de vente moyens pour les principaux produits et le pourcentage correspondant des produits des activités ordinaires pour 2012 et 2011.

Volumes des ventes	2012		2011	
	kbecp/j	% des produits des activités ordinaires	kbecp/j	% des produits des activités ordinaires
Côte Est du Canada				
Pétrole brut	46,7	33	59,0	46
International				
Pétrole brut et LGN	88,5	59	62,4	38
Gaz naturel	1,0	1	14,0	4
Activités terrestres en Amérique du Nord				
Pétrole brut et LGN	5,6	3	5,1	3
Gaz naturel	48,3	4	59,6	9
Total — Exploration et production				
Pétrole brut et LGN	140,8	95	126,5	87
Gaz naturel	49,3	5	73,6	13

Redevances

Côte Est du Canada

Le régime de redevances applicable au projet Terra Nova se compose d'une redevance de base fonctionnant sur une échelle mobile payable pendant la durée du projet, et de deux tiers de redevances supplémentaires, qui sont devenues payables lorsque certains niveaux de rentabilité précis ont été atteints, y compris une allocation de rendement supplémentaire. La redevance de base est maintenant plafonnée à 10 % des produits des activités ordinaires bruts, si le projet atteint un niveau de production cumulatif précis. La redevance du premier tiers est égale à la redevance de base ou, si cette somme est plus élevée, à 30 % des produits des activités ordinaires nets, et est devenue payable en 2005. Les produits des activités ordinaires nets désignent les produits des activités ordinaires bruts rajustés pour tenir compte des frais d'exploitation et des coûts en capital admissibles. La redevance du deuxième tiers, correspondant à 12,5 % des produits des activités ordinaires nets, est devenue payable en 2008. En 2012, les redevances de Terra Nova se sont établies en moyenne à 36 % des produits des activités ordinaires bruts (2011 – 32 %).

L'entente de redevances applicable au projet Hibernia pour la production tirée des champs pétrolifères initiaux et le bloc AA est composée d'une redevance brute fonctionnant sur une échelle mobile, de deux tiers de redevances supplémentaires et d'une participation au bénéfice net supplémentaire. La redevance de base est maintenant plafonnée à 5 % des produits des activités ordinaires bruts, maintenant que le projet a atteint un niveau de production cumulatif précis. La redevance du premier tiers, qui est devenue payable en 2009, correspond à la redevance brute ou, si cette somme est plus élevée, à 30 % des produits des activités ordinaires nets. La redevance du deuxième tiers représente 12,5 % des produits des activités ordinaires nets, mais elle n'est pas encore devenue payable. La production provenant du bloc AA, qui a débuté à la fin de 2009, commande une super redevance supplémentaire correspondant à 12,5 % des produits des activités ordinaires nets. La participation au bénéfice net supplémentaire, qui est également devenue payable en 2009, représente 10 % supplémentaires des produits des activités ordinaires nets. La production limitée provenant de l'unité d'extension Hibernia Southern a débuté en 2011. L'unité d'extension Hibernia Southern comporte une structure de redevances similaire (redevance brute, redevance de premier tiers et redevance de deuxième tiers) à celle décrite ci-dessus pour Hibernia. À l'heure actuelle, Suncor est uniquement soumise à une redevance brute de 5 %. La production tirée de l'unité d'extension Hibernia Southern sera soumise à une super redevance supplémentaire qui représente entre 2,5 % et 7,5 % des produits des activités ordinaires nets, en fonction du cours du WTI. La super redevance de l'unité d'extension Hibernia Southern commencera à s'appliquer au même moment que la redevance nette de premier tiers. En 2012, les redevances d'Hibernia (y compris l'unité d'extension Hibernia Southern) et la participation au bénéfice net supplémentaire représentaient en moyenne 35 % des produits des activités ordinaires bruts (2011 – 37 %).

Le régime de redevances applicable à White Rose pour le projet de base se compose d'une redevance de base fonctionnant sur une échelle mobile payable pendant la durée du projet et de deux tiers de redevances supplémentaires qui sont devenues payables lorsque certains niveaux de rentabilité précis ont été atteints, y compris une allocation de rendement supplémentaire. La redevance de base est maintenant plafonnée à 7,5 % des produits des activités ordinaires bruts, si le projet de base atteint un niveau de production cumulatif précis. La redevance de premier tiers est égale à la redevance de base ou, si cette somme est plus élevée, à 20 % des produits des activités ordinaires nets, et est devenue payable en 2007. La redevance de deuxième tiers, correspondant à 10 % des produits des activités ordinaires nets, est devenue payable en 2008. La redevance payable sur la production provenant des extensions White Rose est comparable à celle applicable au projet de base, à part pour l'existence d'une redevance de troisième tiers, correspondant à 6,5 % des produits des activités ordinaires nets, qui est payable si le prix du WTI est supérieur à 50 \$ CA/b. Aucune redevance de tiers quelconque n'est devenue applicable pour les extensions White Rose. En 2012, le total des paiements de redevances de White Rose s'est établi en moyenne à 12 % des produits des activités ordinaires bruts (2011 – 14 %).

International

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

Activités terrestres en Amérique du Nord

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

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

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

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

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

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

En 2012, les redevances payables sur la production du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord se sont établies en moyenne à 7 % des produits tirés des activités ordinaires bruts (2011 – 11 %).

Raffinage et commercialisation

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

Activités de raffinage et d'approvisionnement en produits

Est de l'Amérique du Nord

La raffinerie de Montréal a une capacité de production de pétrole brut de 137 000 b/j et traite principalement du pétrole brut classique importé, et elle a une configuration flexible qui lui permet de traiter une variété de pétroles bruts, notamment des pétroles légers, corrosifs, lourds, et des charges d'alimentation intermédiaires. L'approvisionnement en pétrole brut se fait généralement au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis. Le pétrole brut pour la raffinerie est acheminé principalement par l'oléoduc Portland-Montréal.

La raffinerie de Montréal comprend de l'essence, du distillat, de l'asphalte, du mazout lourd, des produits pétrochimiques et des solvants, qui sont principalement distribués à travers le Québec et l'Ontario. Elle produit également des charges d'alimentation pour l'usine de lubrifiants de Suncor. Les produits raffinés sont acheminés à des terminaux de distribution en Ontario par l'entremise du pipeline Trans-Northern et sont livrés aux clients directement par camion, train et navire.

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

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

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

Suncor détient une participation de 51 % dans ParaChem Chemicals L.P. (« ParaChem »), qui est propriétaire exploitant d'une usine de produits pétrochimiques située près de la raffinerie de Montréal. Les charges d'alimentation sont le xylène et le toluène produits par les raffineries de Montréal et de Sarnia. L'usine produit principalement du paraxylène, qui est utilisé par les clients pour fabriquer des textiles de polyester et des bouteilles de plastique. La production de paraxylène totalisait environ 360 000 tonnes métriques en 2012. ParaChem produit également du benzène, de l'hydrogène et des hydrocarbures aromatiques lourds. La production de benzène est ramenée à la raffinerie de Montréal afin d'être commercialisée avec la production provenant de cette installation.

L'usine de lubrifiants de Suncor produit des lubrifiants spécialisés et des cires qui sont commercialisés au Canada et à l'échelle internationale. Il s'agit du plus important producteur d'huiles de base au Canada. En 2012, l'usine a produit environ 800 millions de litres d'huiles de base. Les charges d'alimentation pour l'usine de lubrifiants proviennent de la raffinerie de Montréal et d'autres contrats d'achat.

Ouest de l'Amérique du Nord

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, Suncor a porté la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton de 135 000 b/j à 140 000 b/j; cette augmentation est attribuable à la fiabilité démontrée et à l'amélioration continue de l'efficacité de l'exploitation. 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 Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor, de l'exploitation Syncrude (notamment les volumes achetés par Suncor, qui font partie de la quote-part de la production des autres copropriétaires) et d'autres producteurs exerçant des activités dans les régions de l'Athabasca et de Cold Lake, en Alberta. La raffinerie peut traiter une charge d'alimentation mixte d'environ 35 000 b/j (composée de 25 000 b/j de bitume et de 10 000 b/j de diluants) et traite environ 50 000 b/j de PBS corrosif. La raffinerie peut également traiter environ 55 000 b/j de PBS non corrosif au moyen de son train de pétrole synthétique. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie au moyen de pipelines appartenant à des tiers.

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

La raffinerie de Commerce City a une capacité de 98 000 b/j de pétrole brut. La raffinerie traite principalement du pétrole brut classique, mais elle est également en mesure de traiter jusqu'à 15 000 b/j de PBS corrosif provenant des exploitations du secteur Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor. La majeure partie des charges d'alimentation en brut de la raffinerie est achetée auprès de sources américaines, principalement de la région des Rocheuses, alors que le reste est acheté auprès de source canadiennes. Les contrats d'achat de pétrole brut peuvent être renouvelés de mois en mois ou couvrir plusieurs années. Environ 60 % du pétrole brut livré à la raffinerie est acheminé par pipeline, et le reste est transporté par camion.

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

Afin de soutenir l'équilibre entre l'offre et la demande dans la région de Vancouver, Suncor importe et exporte des produits finis par l'entremise de son terminal de distribution Burrard situé sur la côte ouest de la Colombie-Britannique. 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 et d'équilibrer la disponibilité des produits.

Production, utilisations et rendements de la raffinerie

Le tableau suivant résume les charges d'alimentation brutes, ainsi que les utilisations et la composition de la production des raffineries de Suncor pour les exercices terminés les 31 décembre 2012 et 2011. Les utilisations des raffineries tiennent compte de l'incidence des travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

Production brute moyenne quotidienne (kb/j, sauf indication contraire)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Synthétique non corrosif – Activités de base des Sables pétrolifères	—	—	14,5	11,4	47,6	12,3	0,2	—
Synthétique corrosif – Activités de base des Sables pétrolifères	—	—	22,7	25,2	49,9	41,2	8,3	7,7
Synthétique – Autre	—	—	8,3	12,6	39,2	41,9	—	—
Classique léger – Côte Est du Canada ⁽¹⁾	21,6	23,0	—	—	—	—	—	—
Classique léger – Autre	84,8	82,3	0,8	3,2	0,6	—	60,2	67,0
Classique corrosif	4,7	10,2	22,2	18,6	—	—	—	—
Classique lourd	18,0	15,3	—	—	0,6	20,4	27,0	16,0
Total	129,1	130,8	68,5	71,0	137,9	115,8	95,7	90,7
Utilisation ⁽²⁾ (%)	94	101	81	83	102	86	98	98

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

(2) Les taux d'utilisation pour la raffinerie d'Edmonton sont déterminés en fonction de la capacité de la raffinerie (135 000 b/j) en vigueur avant le 1^{er} janvier 2013. Les taux d'utilisation pour 2011 pour les raffineries de Montréal et de Commerce City sont déterminés en fonction des capacités des raffineries en vigueur avant le 1^{er} janvier 2012 (Montréal – 130 000 b/j, Commerce City – 93 000 b/j).

Composition de la production de pétrole raffiné %	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Essence	41	40	39	44	43	46	47	51
Distillat	35	34	46	42	52	50	34	36
Autres	24	26	15	14	5	4	19	13

Terminaux et pipelines de distribution

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

Suncor détient des participations dans les pipelines qui suivent :

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

Exploitation – Commercialisation

Le réseau de stations-services au détail de Suncor est exploité sous la bannière Petro-Canada^{MC} à l'échelle nationale. Au 31 décembre 2012, le réseau de stations-services au détail Petro-Canada^{MC} comprenait 1 458 points de vente au Canada. En plus d'être commercialisés dans nos points de vente au détail exclusifs, les produits raffinés sont offerts dans les installations de commerçants indépendants et de coentreprises. Les ventes annuelles d'essence et de carburants du réseau au détail canadien de Suncor totalisaient en moyenne environ 4,8 millions de litres par site en 2012 (2011 – 4,9 millions de litres par site) et représentaient une part estimative de 17 % (2011 – 18 %) du marché national de la vente au détail (d'après les données publiées par Statistique Canada pour la période allant de janvier à octobre 2012). La diminution de la part de marché en 2012 est principalement attribuable à l'intensification de la concurrence.

Le réseau de vente au détail de Suncor au Colorado est composé de 44 points de vente appartenant à Suncor et de contrats d'approvisionnement en produits conclus avec un réseau élargi de sites de la bannière Shell^{MD} et de sites de la bannière Phillips 66^{MD} au Colorado.

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

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

Les tableaux qui suivent résument les emplacements qui composent le réseau au détail et de gros de Suncor de même que les volumes de vente quotidiens et les pourcentages correspondants des produits des activités ordinaires du secteur Raffinerie et commercialisation pour les exercices terminés les 31 décembre 2012 et 2011.

Emplacements	Au 31 décembre			
	2012	2011		
Stations-service au détail – Canada				
De la bannière Petro-Canada ^{MC}	1 458	1 456		
De la bannière Sunoco ^{MC}	7	9		
	1 465	1 465		
Stations-service au détail – Colorado				
De la bannière Shell [®]	38	38		
De la bannière Phillips 66 [®]	6	6		
	44	44		
Sites de vente en gros fonctionnant avec une carte – Canada				
De la bannière Petro-Canada ^{MC} (PETRO-PASS)	246	245		
Volumes de ventes	2012		2011	
	milliers de m ³ /j	% des produits des activités ordinaires	milliers de m ³ /j	% des produits des activités ordinaires
Essence (comprend l'essence automobile et l'essence pour l'aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	19,8		20,9	
Ouest de l'Amérique du Nord	20,4		18,8	
	40,2	47	39,7	45
Distillat (comprend le carburant diesel, le mazout et le carburant aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	12,0		12,8	
Ouest de l'Amérique du Nord	19,0		17,6	
	31,0	39	30,4	41
Autres (comprend le mazout lourd, l'asphalte, les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les autres produits)				
Est de l'Amérique du Nord	9,8		9,8	
Ouest de l'Amérique du Nord	4,6		3,2	
	14,4	14	13,0	14
	85,6		83,1	

Les volumes des ventes de certains produits sont touchés dans une certaine mesure par les cycles saisonniers : les ventes d'essence sont habituellement plus élevées pendant la saison de conduite estivale; les ventes de mazout, pendant la saison hivernale; les ventes de diesel, pendant la saison de forage en début d'année dans l'Ouest canadien et pendant les saisons des semences et de la récolte au début du printemps et à la fin de l'été et les ventes d'asphalte, pendant la période de pavage en été. Suncor a la souplesse nécessaire pour modifier les intrants et les extrants des raffineries de façon à faire correspondre la production avec la demande prévue de produits.

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

Autres entreprises de Suncor

Commerce d'énergie

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

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

Le secteur Commerce d'énergie continue d'évaluer d'autres conventions relatives à des pipelines afin de soutenir les augmentations prévues de la capacité de production.

Énergie renouvelable

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. L'usine d'éthanol comportait une capacité de production initiale de 200 millions de litres par année, qui a depuis doublé en raison de l'agrandissement de l'usine terminé en janvier 2011. En 2012, l'usine a produit 412,5 millions de litres d'éthanol (2011 – 378,4 millions de litres).

De plus, les participations de Suncor dans le secteur de l'énergie renouvelable comprennent six projets éoliens en exploitation. Les parcs éoliens de Suncor ont une capacité de production brute de 255 MW et réduisent les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) d'environ 470 000 tonnes par année par rapport aux sources traditionnelles de production d'énergie. Suncor continue d'évaluer de nouvelles occasions de construire son portefeuille d'énergie renouvelable au moyen d'un certain nombre de projets éoliens potentiels qui en sont à divers stades d'évaluation. Le tableau qui suit résume les projets éoliens de Suncor.

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

EMPLOYÉS DE SUNCOR

Le tableau qui suit présente la répartition des employés entre les secteurs et le siège social de Suncor.

Au 31 décembre	2012	2011
Sables pétrolifères	6 015	5 464
Exploration et production	719	768
Raffinage et commercialisation	3 175	3 161
Siège social, Commerce d'énergie et Énergie renouvelable	4 023	3 633
Total	13 932	13 026

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

Environ 34 % des employés de la Société étaient couverts par des conventions collectives à la fin de 2012. La majorité des employés syndiqués de la Société sont représentés le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (le « SCEP »). Une convention collective avec la section locale 707 du SCEP, qui représente environ 3 300 employés soutenant le secteur Sables pétrolifères de la Société, est en vigueur et expire en mai 2013. La Société est en négociation avec le SCEP concernant environ 800 employés qui travaillent dans les secteurs du raffinage, des lubrifiants, du gaz naturel et des terminaux de la Société et dont les conventions collectives ont expiré en janvier 2013. Une convention collective avec le SCEP visant environ 60 employés de l'installation Terra Nova expirera en septembre 2013. Une convention collective avec le syndicat United Steel Workers Union visant environ 250 employés travaillant à la raffinerie de Commerce City expirera au mois de janvier 2015. Un syndicat indépendant, la Suncor Employee Bargaining Association, représente environ 200 employés à la raffinerie de Sarnia aux termes d'une convention qui expirera en mai 2015.

POLITIQUES IMPORTANTES

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

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

Suncor a adopté une politique concernant les relations avec les parties intéressées qui reflète ses valeurs. La politique stipule que Suncor a à cœur de nouer et de maintenir des relations positives et constructives avec les parties intéressées dans tous ses secteurs d'exploitation et expose les principes directeurs de Suncor pour l'établissement des relations avec les parties intéressées (respect, responsabilité, transparence, respect des délais et avantage mutuel). La politique établit clairement que la participation réussie des parties intéressées favorise la prise de décisions éclairées, la résolution de problèmes par la mise en place de solutions économiques en temps opportun qui favorisent toutes les parties visées de même que le partage des connaissances.

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

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

Les politiques susmentionnées peuvent être consultées sur l'intranet et le site Internet de la Société, et des ateliers et des séances de formation supplémentaires sont organisés au besoin pendant l'année. De plus, de l'information concernant les politiques est transmise aux employés principalement au moyen d'articles de fond publiés sur l'intranet ou dans le bulletin des employés. Des versions audio en cri et en déné de la politique sur les questions autochtones ont été réalisées. De la formation est offerte aux employés et aux travailleurs contractuels qui doivent interagir avec ces groupes de parties intéressées dans le cadre de leur travail.

En 2012, Suncor a élaboré un outil d'évaluation des risques sociaux, qui a permis d'entreprendre l'évaluation des risques sociaux associés à certaines initiatives nouvelles ou à la suite d'importantes modifications apportées aux projets, le cas échéant. La Société continue d'évaluer le processus et de réviser les outils au besoin. En ce qui concerne la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité, les Prix annuels du président en matière d'excellence opérationnelle, qui récompensent les employés et les entrepreneurs qui ont fait preuve d'un engagement exceptionnel envers la santé et la sécurité, soulignent la progression d'initiatives en matière de sécurité et offrent des occasions de formation à tous les employés. Ces importantes politiques sont examinées annuellement.

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 dont il est question ci-dessous est daté du 1^{er} mars 2013, avec une date d'effet au 31 décembre 2012, et l'information a été établie au 20 février 2013.

Présentation des données relatives aux réserves

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

Les données relatives aux réserves énoncées dans la présente rubrique de la notice annuelle pour les secteurs Exploitation minière (ce qui comprend les Activités de base des Sables pétrolières et Syncrude, à moins d'indication contraire) et In situ sont fondées sur des évaluations réalisées par GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ ») en date du 31 décembre 2012 et sont contenues dans les rapports de ceux-ci (les « rapports de GLJ »). Les données relatives aux réserves énoncées ci-après pour toutes les autres réserves, ce qui comprend celles ayant trait aux participations que détient Suncor dans ses actifs traditionnels de gaz naturel situés principalement dans l'Ouest canadien (Activités terrestres en Amérique du Nord), ses actifs traditionnels extracôtiers situés à Terre-Neuve-et-Labrador (« Côte Est du Canada »), ses actifs traditionnels extracôtiers situés au Royaume-Uni (« Mer du Nord ») ainsi que ses actifs traditionnels situés en Libye (« Autres — International »), sont fondées sur les évaluations réalisées par Sproule Associates Limited ou Sproule International Limited (collectivement, « Sproule ») en date du 31 décembre 2012 et sont contenues dans leurs rapports (les « rapports de Sproule »). GLJ et Sproule (collectivement, les « évaluateurs ») sont toutes deux des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants au sens attribué à ce terme dans le Règlement 51-101. Toutes les données factuelles fournies aux évaluateurs ont été acceptées telles qu'elles ont été présentées.

Les données relatives aux réserves constituent un sommaire des réserves de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel de Suncor ainsi que de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs pour ces réserves, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels (à moins d'indication

contraire) avant la constitution d'une provision pour les intérêts et les dépenses générales et administratives. Les valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs comprennent l'incidence de certains frais d'abandon. Pour de plus amples renseignements concernant les frais d'abandon, on se reportera à la rubrique « Tableaux et notes sur les produits des activités ordinaires nets futurs — Frais d'abandon et de remise en état » de la présente notice annuelle.

Les produits des activités ordinaires nets futurs sont présentés avant et après impôts. La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant ou après impôts désigne respectivement la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant ou après déduction des charges d'impôt futurs conformément au Règlement 51-101. Les données relatives aux réserves respectent les exigences prévues dans le Règlement 51-101. Voir également « Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves » et « Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves » présentées plus loin dans la présente rubrique de la notice annuelle.

Mise en garde — Produits des activités ordinaires nets futurs

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

Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

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

Tandis que les facteurs susmentionnés et de nombreux autres peuvent être examinés, il est toujours nécessaire de faire preuve de jugement et de poser certaines hypothèses. Au fur et à mesure que de nouveaux renseignements sont disponibles, ces facteurs sont revus et révisés en conséquence. Par exemple, les réserves de PBS estimatives présentées sous « In situ » représentent les prévisions de la Société de sa capacité disponible pour la valorisation du bitume provenant des activités du secteur In situ, principalement pendant les dernières années lorsque les réserves provenant de l'Exploitation minière seront épuisées. La production réelle de PBS provenant du bitume dans le secteur In situ pourrait s'écarter de ces prévisions en raison de travaux d'entretien imprévus, d'une capacité de production supérieure aux activités d'exploitation et d'extraction ou de modifications de la stratégie de développement générale de la Société pour les Sables pétroliers, notamment en ce qui concerne la capacité de valorisation prévue.

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

Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ au 31 décembre 2012 (prix et coûts prévisionnels)

	PBS		Bitume		Pétrole léger et moyen		Gaz naturel		LGN		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Gpi ³	Gpi ³	Mb	Mb	Mbep	Mbep
Prouvées développées exploitées												
Exploitation minière	1 958,1	1 704,2	—	—	—	—	—	—	—	—	1 958,1	1 704,2
In situ	171,5	163,0	179,2	163,2	—	—	—	—	—	—	350,7	326,2
Côte Est du Canada	—	—	—	—	44,1	33,3	—	—	—	—	44,1	33,3
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	11,1	9,7	711,5	616,7	7,3	5,2	137,0	117,7
Total – Canada	2 129,6	1 867,2	179,2	163,2	55,2	43,0	711,5	616,7	7,3	5,2	2 489,9	2 181,4
Mer du Nord	—	—	—	—	78,3	78,3	2,4	2,4	0,2	0,2	78,9	78,9
Autres – International	—	—	—	—	104,0	38,0	—	—	—	—	104,0	38,0
Total des réserves prouvées développées exploitées	2 129,6	1 867,2	179,2	163,2	237,5	159,3	713,9	619,1	7,5	5,4	2 672,8	2 298,3
Prouvées développées inexploitées												
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	0,1	0,1	62,3	49,1	0,2	0,1	10,7	8,4
Total – Canada	—	—	—	—	0,1	0,1	62,3	49,1	0,2	0,1	10,7	8,4
Mer du Nord	—	—	—	—	13,7	13,7	0,7	0,7	0,1	0,1	13,9	13,9
Autres – International	—	—	—	—	43,1	14,6	—	—	—	—	43,1	14,6
Total des réserves prouvées développées inexploitées	—	—	—	—	56,9	28,4	63,0	49,8	0,3	0,2	67,7	36,9
Prouvées non développées												
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	493,4	430,9	784,5	673,4	—	—	—	—	—	—	1 277,9	1 104,3
Côte Est du Canada	—	—	—	—	31,9	22,6	—	—	—	—	31,9	22,6
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	0,1	0,1	80,3	73,9	—	—	13,6	12,4
Total – Canada	493,4	430,9	784,5	673,4	32,0	22,7	80,3	73,9	—	—	1 323,4	1 139,3
Mer du Nord	—	—	—	—	31,6	31,6	1,9	1,9	0,1	0,1	31,9	31,9
Autres – International	—	—	—	—	3,5	1,1	—	—	—	—	3,5	1,1
Total des réserves prouvées non développées	493,4	430,9	784,5	673,4	67,1	55,4	82,2	75,8	0,1	0,1	1 358,8	1 172,3
Prouvées												
Exploitation minière	1 958,1	1 704,2	—	—	—	—	—	—	—	—	1 958,1	1 704,2
In situ	664,9	593,9	963,7	836,6	—	—	—	—	—	—	1 628,6	1 430,5
Côte Est du Canada	—	—	—	—	76,0	55,9	—	—	—	—	76,0	55,9
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	11,3	9,9	854,1	739,7	7,5	5,3	161,3	138,5
Total – Canada	2 623,0	2 298,1	963,7	836,6	87,3	65,8	854,1	739,7	7,5	5,3	3 824,0	3 329,1
Mer du Nord	—	—	—	—	123,6	123,6	5,0	5,0	0,4	0,4	124,7	124,7
Autres – International	—	—	—	—	150,6	53,7	—	—	—	—	150,6	53,7
Total des réserves prouvées	2 623,0	2 298,1	963,7	836,6	361,5	243,1	859,1	744,7	7,9	5,7	4 099,3	3 507,5
Probables												
Exploitation minière	539,2	462,9	—	—	—	—	—	—	—	—	539,2	462,9
In situ	1 060,0	878,9	695,1	551,8	—	—	—	—	—	—	1 755,1	1 430,7
Côte Est du Canada	—	—	—	—	268,5	198,5	—	—	—	—	268,5	198,5
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	3,5	2,9	264,6	218,4	2,7	2,1	50,4	41,3
Total – Canada	1 599,2	1 341,8	695,1	551,8	272,0	201,4	264,6	218,4	2,7	2,1	2 613,2	2 133,4
Mer du Nord	—	—	—	—	43,1	43,1	3,8	3,8	0,2	0,2	43,9	43,9
Autres – International	—	—	—	—	117,2	45,1	—	—	—	—	117,2	45,1
Total des réserves prouvées et probables	1 599,2	1 341,8	695,1	551,8	432,3	289,6	268,4	222,2	2,9	2,3	2 774,3	2 224,4

	PBS		Bitume		Pétrole léger et moyen		Gaz naturel		LGN		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Gpi ³	Gpi ³	Mb	Mb	Mbep	Mbep
Prouvées et probables												
Exploitation minière	2 497,3	2 167,1	—	—	—	—	—	—	—	—	2 497,3	2 167,1
In situ	1 724,9	1 472,8	1 658,8	1 388,4	—	—	—	—	—	—	3 383,7	2 861,2
Côte Est du Canada	—	—	—	—	344,5	254,4	—	—	—	—	344,5	254,4
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	14,8	12,8	1 118,7	958,1	10,2	7,3	211,7	179,8
Total — Canada	4 222,2	3 639,9	1 658,8	1 388,4	359,3	267,2	1 118,7	958,1	10,2	7,3	6 437,2	5 462,5
Mer du Nord	—	—	—	—	166,7	166,7	8,8	8,8	0,6	0,6	168,6	168,6
Autres — International	—	—	—	—	267,8	98,8	—	—	—	—	267,8	98,8
Total des réserves prouvées et probables	4 222,2	3 639,9	1 658,8	1 388,4	793,8	532,7	1 127,5	966,9	10,8	7,9	6 873,6	5 729,9

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

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
 au 31 décembre 2012
 (prix et coûts constants)

	PBS		Bitume		Pétrole léger et moyen		Gaz naturel		LGN		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Gpi ³	Gpi ³	Mb	Mb	Mbep	Mbep
Prouvées développées exploitées												
Exploitation minière	1 958,1	1 709,0	—	—	—	—	—	—	—	—	1 958,1	1 709,0
In situ	171,5	164,2	179,2	163,8	—	—	—	—	—	—	350,7	328,0
Côte Est du Canada	—	—	—	—	44,1	32,5	—	—	—	—	44,1	32,5
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	11,0	10,1	567,0	511,6	6,7	4,8	112,3	100,2
Total — Canada	2 129,6	1 873,2	179,2	163,8	55,1	42,6	567,0	511,6	6,7	4,8	2 465,2	2 169,7
Mer du Nord	—	—	—	—	79,4	79,4	2,4	2,4	0,2	0,2	80,0	80,0
Autres — International	—	—	—	—	104,8	39,0	—	—	—	—	104,8	39,0
Total des réserves prouvées développées exploitées	2 129,6	1 873,2	179,2	163,8	239,3	161,0	569,4	514,0	6,9	5,0	2 650,0	2 288,7
Prouvées développées inexploitées												
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	0,1	0,1	28,0	24,7	0,2	0,1	5,0	4,4
Total — Canada	—	—	—	—	0,1	0,1	28,0	24,7	0,2	0,1	5,0	4,4
Mer du Nord	—	—	—	—	14,2	14,2	0,7	0,7	0,1	0,1	14,4	14,4
Autres — International	—	—	—	—	43,8	15,3	—	—	—	—	43,8	15,3
Total des réserves prouvées développées inexploitées	—	—	—	—	58,1	29,6	28,7	25,4	0,3	0,2	63,2	34,1
Prouvées non développées												
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	493,4	459,6	784,5	720,7	—	—	—	—	—	—	1 277,9	1 180,3
Côte Est du Canada	—	—	—	—	31,9	21,7	—	—	—	—	31,9	21,7
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	0,1	0,1	5,5	4,9	0,1	0,1	1,0	0,9
Total — Canada	493,4	459,6	784,5	720,7	32,0	21,8	5,5	4,9	0,1	0,1	1 310,8	1 202,9
Mer du Nord	—	—	—	—	32,3	32,3	1,9	1,9	—	—	32,6	32,6
Autres — International	—	—	—	—	3,4	1,2	—	—	—	—	3,4	1,2
Total des réserves prouvées non développées	493,4	459,6	784,5	720,7	67,7	55,3	7,4	6,8	0,1	0,1	1 346,8	1 236,7
Prouvées												
Exploitation minière	1 958,1	1 709,0	—	—	—	—	—	—	—	—	1 958,1	1 709,0
In situ	664,9	623,8	963,7	884,5	—	—	—	—	—	—	1 628,6	1 508,3
Côte Est du Canada	—	—	—	—	76,0	54,2	—	—	—	—	76,0	54,2
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	11,2	10,3	600,4	541,2	6,9	4,9	118,3	105,4
Total — Canada	2 623,0	2 332,8	963,7	884,5	87,2	64,5	600,4	541,2	6,9	4,9	3 781,0	3 376,9
Mer du Nord	—	—	—	—	125,9	125,9	5,2	5,2	0,3	0,3	127,0	127,0
Autres — International	—	—	—	—	152,0	55,5	—	—	—	—	152,0	55,5
Total des réserves prouvées	2 623,0	2 332,8	963,7	884,5	365,1	245,9	605,6	546,4	7,2	5,2	4 060,0	3 559,4
Probables												
Exploitation minière	539,2	472,2	—	—	—	—	—	—	—	—	539,2	472,2
In situ	1 060,0	925,6	695,1	591,4	—	—	—	—	—	—	1 755,1	1 517,0
Côte Est du Canada	—	—	—	—	268,5	191,9	—	—	—	—	268,5	191,9
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	4,3	4,0	173,3	155,1	2,6	1,9	35,9	31,9
Total — Canada	1 599,2	1 397,8	695,1	591,4	272,8	195,9	173,3	155,1	2,6	1,9	2 598,7	2 213,0
Mer du Nord	—	—	—	—	41,6	41,6	3,8	3,8	0,2	0,2	42,4	42,4
Autres — International	—	—	—	—	116,0	39,5	—	—	—	—	116,0	39,5
Total des réserves probables	1 599,2	1 397,8	695,1	591,4	430,4	277,0	177,1	158,9	2,8	2,1	2 757,1	2 294,9

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ (suite)
 au 31 décembre 2012
 (prix et coûts constants)

	PBS		Bitume		Pétrole léger et moyen		Gaz naturel		LGN		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Gpi ³	Gpi ³	Mb	Mb	Mbep	Mbep
Prouvées et probables												
Exploitation minière	2 497,3	2 181,2	—	—	—	—	—	—	—	—	2 497,3	2 181,2
In situ	1 724,9	1 549,4	1 658,8	1 475,9	—	—	—	—	—	—	3 383,7	3 025,3
Côte Est du Canada	—	—	—	—	344,5	246,1	—	—	—	—	344,5	246,1
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	15,5	14,3	773,7	696,3	9,5	6,8	154,2	137,3
Total — Canada	4 222,2	3 730,6	1 658,8	1 475,9	360,0	260,4	773,7	696,3	9,5	6,8	6 379,7	5 589,9
Mer du Nord	—	—	—	—	167,5	167,5	9,0	9,0	0,5	0,5	169,4	169,4
Autres — International	—	—	—	—	268,0	95,0	—	—	—	—	268,0	95,0
Total des réserves prouvées et probables	4 222,2	3 730,6	1 658,8	1 475,9	795,5	522,9	782,7	705,3	10,0	7,3	6 817,1	5 854,3

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

Variation des réserves brutes de pétrole⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
au 31 décembre 2012
(prix et coûts prévisionnels)

	PBS			Bitume			Pétrole léger et moyen		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb
31 décembre 2011									
Exploitation minière	2 022,5	552,7	2 575,2	—	—	—	—	—	—
In situ	704,9	1 271,9	1 976,8	708,8	693,9	1 402,7	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	74,7	275,3	350,0
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	11,5	5,0	16,5
Total — Canada	2 727,4	1 824,6	4 552,0	708,8	693,9	1 402,7	86,2	280,3	366,5
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	136,2	36,0	172,2
Autres — International	—	—	—	—	—	—	138,4	105,0	243,4
Total	2 727,4	1 824,6	4 552,0	708,8	693,9	1 402,7	360,8	421,3	782,1
Extensions et récupération améliorée⁽⁴⁾									
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	95,3	(75,2)	20,1	111,2	(98,5)	12,7	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	2,8	2,8
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	0,7	0,8	1,5
Total — Canada	95,3	(75,2)	20,1	111,2	(98,5)	12,7	0,7	3,6	4,3
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—	3,5	7,6	11,1
Total	95,3	(75,2)	20,1	111,2	(98,5)	12,7	4,2	11,2	15,4
Révisions techniques⁽⁵⁾									
Exploitation minière	25,2	(13,5)	11,7	—	—	—	—	—	—
In situ	(110,9)	(136,7)	(247,6)	161,9	99,7	261,6	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	18,3	(9,6)	8,7
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	0,1	(2,3)	(2,2)
Total — Canada	(85,7)	(150,2)	(235,9)	161,9	99,7	261,6	18,4	(11,9)	6,5
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	4,4	5,4	9,8
Autres — International	—	—	—	—	—	—	23,8	4,6	28,4
Total	(85,7)	(150,2)	(235,9)	161,9	99,7	261,6	46,6	(1,9)	44,7
Découvertes⁽⁶⁾									
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total — Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	1,7	1,7
Autres — International	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—	—	1,7	1,7

Voir les notes (1) à (7) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants sur les volumes indiqués dans ce tableau.

Variation des réserves brutes de pétrole⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ (suite)
 au 31 décembre 2012
 (prix et coûts prévisionnels)

	PBS			Bitume			Pétrole léger et moyen		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb
Acquisitions									
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total — Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations									
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total — Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques⁽⁷⁾									
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	(0,1)	—	(0,1)
Total — Canada	—	—	—	—	—	—	(0,1)	—	(0,1)
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—	(0,1)	—	(0,1)
Production									
Exploitation minière	(89,6)	—	(89,6)	—	—	—	—	—	—
In situ	(24,4)	—	(24,4)	(18,2)	—	(18,2)	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	(17,0)	—	(17,0)
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	(0,9)	—	(0,9)
Total — Canada	(114,0)	—	(114,0)	(18,2)	—	(18,2)	(17,9)	—	(17,9)
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	(17,0)	—	(17,0)
Autres — International	—	—	—	—	—	—	(15,3)	—	(15,3)
Total	(114,0)	—	(114,0)	(18,2)	—	(18,2)	(50,2)	—	(50,2)
31 décembre 2012									
Exploitation minière	1 958,1	539,2	2 497,3	—	—	—	—	—	—
In situ	664,9	1 060,0	1 724,9	963,7	695,1	1 658,8	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	76,0	268,5	344,5
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	11,3	3,5	14,8
Total — Canada	2 623,0	1 599,2	4 222,2	963,7	695,1	1 658,8	87,3	272,0	359,3
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	123,6	43,1	166,7
Autres — International	—	—	—	—	—	—	150,6	117,2	267,8
Total	2 623,0	1 599,2	4 222,2	963,7	695,1	1 658,8	361,5	432,3	793,8

Voir les notes (1) à (7) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants sur les volumes indiqués dans ce tableau.

Variation des réserves de gaz naturel et de LGN⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾
au 31 décembre 2012
(prix et coûts prévisionnels)

	Gaz naturel ⁽⁶⁾			LGN		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	Gpi ³	Gpi ³	Gpi ³	Mb	Mb	Mb
31 décembre 2011						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	924,9	320,4	1 245,3	6,6	2,9	9,5
Mer du Nord	7,1	2,9	10,0	0,5	0,1	0,6
Autres — International	334,5	405,5	740,0	11,9	14,5	26,4
Total	1 266,5	728,8	1 995,3	19,0	17,5	36,5
Extensions et récupération améliorée⁽⁴⁾						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	6,8	3,6	10,4	0,2	—	0,2
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—
Total	6,8	3,6	10,4	0,2	—	0,2
Révisions techniques⁽⁵⁾						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	61,0	(7,2)	53,8	2,0	(0,2)	1,8
Mer du Nord	0,1	0,7	0,8	0,1	0,1	0,2
Autres — International	(334,5)	(405,5)	(740,0)	(11,9)	(14,5)	(26,4)
Total	(273,4)	(412,0)	(685,4)	(9,8)	(14,6)	(24,4)
Découvertes⁽⁶⁾						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	0,2	0,2	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—
Total	—	0,2	0,2	—	—	—
Acquisitions						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—
Aliénations						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	(0,3)	(0,1)	(0,4)	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—
Total	(0,3)	(0,1)	(0,4)	—	—	—
Facteurs économiques⁽⁷⁾						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	(35,4)	(52,1)	(87,5)	(0,2)	—	(0,2)
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Autres — International	—	—	—	—	—	—
Total	(35,4)	(52,1)	(87,5)	(0,2)	—	(0,2)
Production						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	(102,9)	—	(102,9)	(1,1)	—	(1,1)
Mer du Nord	(2,2)	—	(2,2)	(0,2)	—	(0,2)
Autres — International	—	—	—	—	—	—
Total	(105,1)	—	(105,1)	(1,3)	—	(1,3)
31 décembre 2012						
Canada — Activités terrestres en Amérique du Nord	854,1	264,6	1 118,7	7,5	2,7	10,2
Mer du Nord	5,0	3,8	8,8	0,4	0,2	0,6
Autres — International	—	—	—	—	—	—
Total	859,1	268,4	1 127,5	7,9	2,9	10,8

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

Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves au 31 décembre 2012

- (1) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations effectuées par les évaluateurs en date du 31 décembre 2012.
- (2) Voir « Notes concernant les tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs » pour obtenir de plus amples renseignements concernant les prix et coûts prévisionnels et constants.
- (3) Dans ces tableaux, les réserves indiquées aux lignes « Autres – International » comprennent les quantités de pétrole brut en Libye, qui devraient être produites aux termes de CEPP, 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 CEPP, les réserves prouvées et probables nettes ont été déterminées à l'aide de la méthode des intérêts financiers. Voir « Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves ».
- (4) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Extensions et récupération améliorée » s'ajoutent aux réserves provenant du forage d'extension, du forage intercalaire et de la mise en œuvre de programmes de récupération améliorée. Les volumes négatifs pour les réserves probables résultent de la reconnaissance initiale de réserves prouvées qui étaient auparavant désignées comme des réserves probables.
- (5) Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures, à la hausse ou à la baisse, qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées. Les révisions techniques en 2012 comprennent les réserves relatives à la Syrie qui ont été reclassées à titre de réserves éventuelles.
- (6) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Découvertes » s'ajoutent aux réserves dans les réservoirs à l'égard desquels aucune réserve n'avait été homologuée précédemment.
- (7) Les facteurs économiques désignent les changements attribuables principalement aux prévisions de prix, aux taux d'inflation ou aux modifications réglementaires.
- (8) Comprend le gaz associé et non associé mélangés.

Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves

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

« **brut(e)** » désigne :

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

« **net(te)** » désigne :

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

Catégories de réserves

Les estimations des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel sont fondées sur les définitions et les lignes directrices contenues dans le manuel COGE. Le texte qui suit contient un résumé des définitions qu'il contient. Les réserves de PBS 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 des analyses des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie, de l'utilisation de la technologie connue et des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées.

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

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

« **réserves probables** » désignent les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

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

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

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

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

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

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

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

Niveaux de certitude à l'égard des réserves présentées

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

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

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

Tableaux et notes concernant les produits des activités ordinaires nets futurs

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts
au 31 décembre 2012
(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)					Valeur unitaire ⁽¹⁾
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	\$/bep
Prouvées développées exploitées						
Exploitation minière	42 074	26 120	18 046	13 527	10 764	10,59
In situ	9 102	7 633	6 524	5 668	4 992	20,00
Côte Est du Canada	1 677	1 565	1 456	1 360	1 278	43,77
Activités terrestres en Amérique du Nord	2 530	1 798	1 407	1 163	996	11,96
Total – Canada	55 383	37 116	27 433	21 718	18 030	12,58
Mer du Nord	6 121	5 139	4 469	3 987	3 624	56,64
Autres – International	3 283	2 400	1 888	1 560	1 333	49,65
Total des réserves prouvées développées exploitées	64 787	44 655	33 790	27 265	22 987	14,70
Prouvées développées inexploitées						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	117	80	59	45	35	6,98
Total – Canada	117	80	59	45	35	6,98
Mer du Nord	974	729	578	477	405	41,73
Autres – International	1 121	863	696	580	497	47,84
Total des réserves prouvées développées inexploitées	2 212	1 672	1 333	1 102	937	36,17
Prouvées non développées						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	24 285	10 339	4 553	1 911	604	4,12
Côte Est du Canada	1 267	977	792	666	573	35,13
Activités terrestres en Amérique du Nord	134	67	30	10	(2)	2,44
Total – Canada	25 686	11 383	5 375	2 587	1 175	4,72
Mer du Nord	1 867	1 384	1 043	793	606	32,64
Autres – International	89	56	36	22	13	30,21
Total des réserves prouvées non développées	27 642	12 823	6 454	3 402	1 794	5,50
Prouvées						
Exploitation minière	42 074	26 120	18 046	13 527	10 764	10,59
In situ	33 387	17 972	11 077	7 579	5 596	7,74
Côte Est du Canada	2 944	2 542	2 248	2 026	1 851	40,28
Activités terrestres en Amérique du Nord	2 781	1 945	1 496	1 218	1 029	10,80
Total – Canada	81 186	48 579	32 867	24 350	19 240	9,87
Mer du Nord	8 962	7 252	6 090	5 257	4 635	48,84
Autres – International	4 493	3 319	2 620	2 162	1 843	48,73
Total des réserves prouvées	94 641	59 150	41 577	31 769	25 718	11,85
Probables						
Exploitation minière	22 125	8 109	4 062	2 528	1 813	8,77
In situ	56 286	14 825	4 956	1 955	826	3,46
Côte Est du Canada	14 058	8 454	5 567	3 905	2 868	28,05
Activités terrestres en Amérique du Nord	1 037	507	299	197	139	7,20
Total – Canada	93 506	31 895	14 884	8 585	5 646	6,98
Mer du Nord	3 864	2 769	2 103	1 667	1 364	47,83
Autres – International	4 880	2 621	1 576	1 037	732	34,97
Total des réserves probables	102 250	37 285	18 563	11 289	7 742	8,35
Prouvées et probables						
Exploitation minière	64 199	34 229	22 108	16 055	12 577	10,20
In situ	89 673	32 797	16 033	9 534	6 422	5,60
Côte Est du Canada	17 002	10 996	7 815	5 931	4 719	30,73
Activités terrestres en Amérique du Nord	3 818	2 452	1 795	1 415	1 168	9,97
Total – Canada	174 692	80 474	47 751	32 935	24 886	8,74
Mer du Nord	12 826	10 021	8 193	6 924	5 999	48,58
Autres – International	9 373	5 940	4 196	3 199	2 575	42,46
Total des réserves prouvées et probables	196 891	96 435	60 140	43 058	33 460	10,50

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

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts
au 31 décembre 2012
(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées développées exploitées					
Exploitation minière	32 101	19 682	13 491	10 068	7 993
In situ	7 634	6 403	5 477	4 764	4 203
Côte Est du Canada	1 437	1 339	1 242	1 157	1 083
Activités terrestres en Amérique du Nord	2 069	1 480	1 163	965	829
Total – Canada	43 241	28 904	21 373	16 954	14 108
Mer du Nord	1 938	1 655	1 451	1 304	1 192
Autres – International	1 150	853	681	570	494
Total des réserves prouvées développées exploitées	46 329	31 412	23 505	18 828	15 794
Prouvées développées inexploitées					
Exploitation minière	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	86	57	41	31	23
Total – Canada	86	57	41	31	23
Mer du Nord	373	284	230	193	167
Autres – International	393	307	251	212	184
Total des réserves prouvées développées inexploitées	852	648	522	436	374
Prouvées non développées					
Exploitation minière	—	—	—	—	—
In situ	17 830	7 178	2 854	926	(2)
Côte Est du Canada	984	745	594	491	416
Activités terrestres en Amérique du Nord	98	43	14	(1)	(10)
Total – Canada	18 912	7 966	3 462	1 416	404
Mer du Nord	715	543	418	323	251
Autres – International	31	20	13	8	5
Total des réserves prouvées non développées	19 658	8 529	3 893	1 747	660
Prouvées					
Exploitation minière	32 101	19 682	13 491	10 068	7 993
In situ	25 464	13 581	8 331	5 690	4 201
Côte Est du Canada	2 421	2 084	1 836	1 648	1 499
Activités terrestres en Amérique du Nord	2 253	1 580	1 218	995	842
Total – Canada	62 239	36 927	24 876	18 401	14 535
Mer du Nord	3 026	2 482	2 099	1 820	1 610
Autres – International	1 574	1 180	945	790	683
Total des réserves prouvées	66 839	40 589	27 920	21 011	16 828
Probables					
Exploitation minière	17 338	6 155	2 987	1 819	1 288
In situ	41 597	10 577	3 337	1 165	359
Côte Est du Canada	10 447	6 224	4 041	2 785	2 003
Activités terrestres en Amérique du Nord	772	375	218	142	98
Total – Canada	70 154	23 331	10 583	5 911	3 748
Mer du Nord	1 493	1 097	852	689	575
Autres – International	1 708	930	567	378	270
Total des réserves probables	73 355	25 358	12 002	6 978	4 593
Prouvées et probables					
Exploitation minière	49 439	25 837	16 478	11 887	9 281
In situ	67 061	24 158	11 668	6 855	4 560
Côte Est du Canada	12 868	8 308	5 877	4 433	3 502
Activités terrestres en Amérique du Nord	3 025	1 955	1 436	1 137	940
Total – Canada	132 393	60 258	35 459	24 312	18 283
Mer du Nord	4 519	3 579	2 951	2 509	2 185
Autres – International	3 282	2 110	1 512	1 168	953
Total des réserves prouvées et probables	140 194	65 947	39 922	27 989	21 421

Total des produits des activités ordinaires nets futurs
au 31 décembre 2012
(prix et coûts prévisionnels)

(non actualisés en M\$)	Produits des activités ordinaires	Redevances	Coûts opérationnels	Frais de développement	Frais d'abandon	Produits des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôts futurs	Charges d'impôt futurs	Produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôts futurs
Prouvées développées exploitées								
Exploitation minière	207 480	27 467	100 870	37 069	—	42 074	9 973	32 101
In situ	27 078	1 762	12 833	3 263	118	9 102	1 468	7 634
Côte Est du Canada	4 492	1 102	1 205	203	305	1 677	240	1 437
Activités terrestres en Amérique du Nord	5 743	734	2 336	11	132	2 530	461	2 069
Total – Canada	244 793	31 065	117 244	40 546	555	55 383	12 142	43 241
Mer du Nord	8 175	—	1 885	56	113	6 121	4 183	1 938
Autres – International	4 103	—	502	294	24	3 283	2 133	1 150
Total des réserves prouvées développées exploitées								
	257 071	31 065	119 631	40 896	692	64 787	18 458	46 329
Prouvées développées inexploitées								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	353	50	159	24	3	117	31	86
Total – Canada	353	50	159	24	3	117	31	86
Mer du Nord	1 477	—	492	—	11	974	601	373
Autres – International	1 529	—	216	183	9	1 121	728	393
Total des réserves prouvées développées inexploitées								
	3 359	50	867	207	23	2 212	1 360	852
Prouvées non développées								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	121 065	17 066	49 267	29 793	654	24 285	6 455	17 830
Côte Est du Canada	3 331	973	659	396	36	1 267	283	984
Activités terrestres en Amérique du Nord	457	26	110	172	15	134	36	98
Total – Canada	124 853	18 065	50 036	30 361	705	25 686	6 774	18 912
Mer du Nord	3 260	—	706	643	44	1 867	1 152	715
Autres – International	124	—	7	28	—	89	58	31
Total des réserves prouvées non développées								
	128 237	18 065	50 749	31 032	749	27 642	7 984	19 658
Prouvées								
Exploitation minière	207 480	27 467	100 870	37 069	—	42 074	9 973	32 101
In situ	148 143	18 828	62 100	33 056	772	33 387	7 923	25 464
Côte Est du Canada	7 823	2 075	1 864	599	341	2 944	523	2 421
Activités terrestres en Amérique du Nord	6 553	810	2 605	207	150	2 781	528	2 253
Total – Canada	369 999	49 180	167 439	70 931	1 263	81 186	18 947	62 239
Mer du Nord	12 912	—	3 083	699	168	8 962	5 936	3 026
Autres – International	5 756	—	725	505	33	4 493	2 919	1 574
Total des réserves prouvées								
	388 667	49 180	171 247	72 135	1 464	94 641	27 802	66 839

(non actualisés en M\$)	Produits des activités ordinaires	Redevances	Coûts opérationnels	Frais de développement	Frais d'abandon	Produits des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôts futurs	Charges d'impôt futurs	Produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôts futurs
Probables								
Exploitation minière	74 945	10 839	31 498	10 483	—	22 125	4 787	17 338
In situ	231 787	43 348	86 463	44 926	764	56 286	14 689	41 597
Côte Est du Canada	27 946	7 362	3 790	2 532	204	14 058	3 611	10 447
Activités terrestres en Amérique du Nord	2 570	374	1 067	76	16	1 037	265	772
Total – Canada	337 248	61 923	122 818	58 017	984	93 506	23 352	70 154
Mer du Nord	4 634	—	626	121	23	3 864	2 371	1 493
Autres – International	5 272	—	326	63	3	4 880	3 172	1 708
Total des réserves probables	347 154	61 923	123 770	58 201	1 010	102 250	28 895	73 355
Prouvées et probables								
Exploitation minière	282 425	38 306	132 368	47 552	—	64 199	14 760	49 439
In situ	379 930	62 176	148 563	77 982	1 536	89 673	22 612	67 061
Côte Est du Canada	35 769	9 437	5 654	3 131	545	17 002	4 134	12 868
Activités terrestres en Amérique du Nord	9 123	1 184	3 672	283	166	3 818	793	3 025
Total – Canada	707 247	111 103	290 257	128 948	2 247	174 692	42 299	132 393
Mer du Nord	17 546	—	3 709	820	191	12 826	8 307	4 519
Autres – International	11 028	—	1 051	568	36	9 373	6 091	3 282
Total des réserves prouvées et probables	735 821	111 103	295 017	130 336	2 474	196 891	56 697	140 194

Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production
 au 31 décembre 2012
 (prix et coûts prévisionnels)

(avant impôts, actualisés au taux annuel de 10 %)	M\$	\$/bep ⁽¹⁾
Prouvées développées exploitées		
Non classiques – Exploitation minière	18 046	10,59
Non classiques – In situ	6 524	20,00
Total des activités non classiques ⁽²⁾	24 570	12,10
Pétrole léger et moyen ⁽³⁾	8 138	50,03
Gaz naturel ⁽⁴⁾	1 082	10,29
Total des réserves développées prouvées	33 790	14,70
Prouvées		
Non classiques – Exploitation minière	18 046	10,59
Non classiques – In situ	11 077	7,74
Total des activités non classiques ⁽²⁾	29 123	9,29
Pétrole léger et moyen ⁽³⁾	11 290	45,80
Gaz naturel ⁽⁴⁾	1 164	9,21
Total des réserves prouvées	41 577	11,85
Prouvées et probables		
Non classiques – Exploitation minière	22 108	10,20
Non classiques – In situ	16 033	5,60
Total des activités non classiques ⁽²⁾	38 141	7,59
Pétrole léger et moyen ⁽³⁾	20 610	38,36
Gaz naturel ⁽⁴⁾	1 389	8,43
Total des réserves prouvées et probables	60 140	10,50

- (1) Les valeurs unitaires sont fondées sur les réserves nettes.
 (2) Le total des activités non classiques comprend le PBS et le bitume.
 (3) Le pétrole léger et moyen comprend les sous-produits connexes, dont le gaz dissous et les LGN.
 (4) Le gaz naturel comprend les sous-produits connexes, dont le pétrole et les LGN.

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

Produits des activités ordinaires nets futurs pour les terrains du secteur In situ

Les produits des activités ordinaires nets futurs pour les terrains du secteur In situ comprennent la production de PBS valorisé et de bitume non valorisé et comprennent ainsi une partie des frais de développement et des coûts opérationnels estimatifs associés à la valorisation de la Société.

Prix réalisés

Pour obtenir les prix réalisés par Suncor en 2012, voir la sous-rubrique « Production antérieure » de la présente rubrique « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz ».

Prix et coûts prévisionnels

Les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel et les autres principaux barèmes de prix de référence ainsi que les taux d'inflation et de change utilisés dans les rapports de GLJ et les rapports de Sproule sont établis d'après les prévisions de prix de GLJ datées du 1^{er} janvier 2013, 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 coûts opérationnels et aux dépenses en immobilisations futurs et supposent que les lois et les règlements actuels continueront de s'appliquer. Les ajustements de prix se rapportant à des facteurs comme la qualité du produit et le transport ont été appliqués à chaque terrain visé dans les calculs des flux de trésorerie.

Les prix prévisionnels supposaient un taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien de 1,00, un taux de change du dollar canadien par rapport à l'euro de 1,30 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 2014 à 2016, un taux d'inflation de 3 % pour 2017 et un taux d'inflation de 2 % par la suite.

Prix et coûts constants

Pour permettre la comparaison avec les émetteurs qui sont tenus de communiquer les estimations des réserves en prix et en coûts constants conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (SEC), Suncor présente également les estimations de réserves en prix et en coûts constants. Les prix de référence utilisés aux fins de la présentation des estimations de réserves supplémentaires, établies au moyen de prix constants, sont également indiqués dans le tableau ci-après. Les prix sont fondés sur la moyenne arithmétique le premier jour de chacun des mois de 2012.

Les prix constants supposaient un taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien de 1,00, un taux de change du dollar canadien par rapport à l'euro de 1,29 et un taux de change du dollar canadien par rapport à la livre sterling de 1,59.

Prix utilisés dans les tableaux relatifs aux réserves⁽¹⁾

Prix prévisionnels	Brent ⁽²⁾	WTI ⁽³⁾	WCS ⁽⁴⁾	Pétrole léger non corrosif ⁽⁵⁾	Pentanes ⁽⁶⁾	AECO ⁽⁷⁾	Gaz C.-B. ⁽⁸⁾	PEN ⁽⁹⁾
Exercice	\$ US/b	\$ US/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/Mbtu	\$ CA/Mbtu	\$ CA/Mbtu
2013	105,00	90,00	70,13	85,00	96,63	3,38	3,18	9,13
2014	102,50	92,50	76,15	91,50	97,91	3,83	3,63	9,32
2015	102,50	95,00	78,22	94,00	97,76	4,28	4,08	9,76
2016	102,50	97,50	80,29	96,50	100,36	4,72	4,52	10,25
2017	100,00	97,50	80,29	96,50	100,36	4,95	4,75	10,00
2018	100,00	97,50	80,29	96,50	100,36	5,22	5,02	10,00
2019	101,35	98,54	81,16	97,54	101,44	5,32	5,12	10,14
2020	103,38	100,51	82,79	99,51	103,49	5,43	5,23	10,34
2021	105,45	102,52	84,46	101,52	105,58	5,54	5,34	10,55
2022	107,56	104,57	86,16	103,57	107,71	5,64	5,44	10,76
2023+	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an
Prix constants	\$ US/b	\$ US/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/Mbtu	\$ CA/Mbtu	\$ CA/Mbtu
Tous les exercices	111,96	94,71	72,83	87,50	102,42	2,33	2,26	9,35

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

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

Les valeurs présentées dans le tableau « Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts » reflètent le fardeau fiscal des actifs à l'échelle des actifs spécifiquement (pour les secteurs Exploitation minière, In situ et Côte Est du Canada) ou pour un secteur commercial ou une personne morale (pour les secteurs Mer du Nord et Activités terrestres en Amérique du Nord) en fonction des catégories associées à ce secteur commercial ou à cette personne morale. L'impôt sur le revenu pour les actifs du secteur « Autres — International » est déterminé en fonction de leurs CEPP respectifs. La structure de société de Suncor aux fins de l'impôt sur le revenu et de la panification fiscale n'a pas été considérée, de sorte que la valeur totale aux fins de l'impôt sur le revenu présentée dans le tableau pourrait ne pas fournir d'estimation de la valeur à l'échelle de la société, qui pourrait différer considérablement. Les états financiers consolidés audités 2012 et le rapport de gestion devraient être consultés pour obtenir plus d'information concernant l'impôt sur le revenu à l'échelle de la société.

Frais de développement futurs
au 31 décembre 2012
(prix et coûts prévisionnels)

(M\$)	2013	2014	2015	2016	2017	Reste	Total	Actualisés à 10 %
Prouvées								
Exploitation minière	1 775	1 851	1 693	1 703	1 615	28 432	37 069	16 393
In situ	1 533	1 130	1 142	1 165	1 193	26 893	33 056	12 565
Côte Est du Canada	286	105	25	44	25	114	599	483
Activités terrestres en Amérique du Nord	19	15	78	23	23	49	207	150
Total – Canada	3 613	3 101	2 938	2 935	2 856	55 488	70 931	29 591
Mer du Nord	326	247	86	40	—	—	699	651
Autres – International	78	49	51	64	35	228	505	316
Total des réserves prouvées	4 017	3 397	3 075	3 039	2 891	55 716	72 135	30 558
Prouvées et probables								
Exploitation minière	1 851	1 928	1 771	1 793	1 718	38 491	47 552	18 436
In situ	1 231	1 562	2 260	2 975	2 251	67 703	77 982	18 638
Côte Est du Canada	694	667	572	348	229	621	3 131	2 370
Activités terrestres en Amérique du Nord	31	30	127	23	23	49	283	216
Total – Canada	3 807	4 187	4 730	5 139	4 221	106 864	128 948	39 660
Mer du Nord	413	259	108	40	—	—	820	768
Autres – International	77	55	51	64	35	286	568	330
Total des réserves prouvées et probables	4 297	4 501	4 889	5 243	4 256	107 150	130 336	40 758

Les frais de développement comprennent les frais associés aux réserves développées et aux réserves non développées. Les activités de développement d'importance pour 2013 devraient comprendre les suivantes :

- Pour « Exploitation minière », les installations de gestion des résidus pour les Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude et les frais de déplacement et de remplacement de trains à Syncrude. Les autres frais de développement se rapportent aux dépenses en immobilisations, qui maintiennent la capacité de production des installations existantes, notamment les entretiens majeurs, les remplacements des camions et des pelles, le réapprovisionnement en catalyseurs dans les unités d'hydrotraitement des installations de valorisation et les améliorations apportées aux services publics, aux routes et à d'autres installations.
- Pour les activités aux projets Firebag et Mackay River dans le secteur In situ, le forage de nouvelles paires de puits et de nouveaux puits intercalaires ainsi que la conception et la construction de nouvelles plateformes d'exploitation qui devraient maintenir les niveaux de production existants dans les années à venir.
- Pour « Côte Est du Canada », les activités de construction à Hebron, le forage de développement à Terra Nova, White Rose et Hibernia, l'obtention et l'installation de l'infrastructure sous-marine pour l'unité d'extension Hibernia Southern et les extensions White Rose et la poursuite des activités de résolution des problèmes relatifs au H₂S à Terra Nova.
- Pour « Mer du Nord », le forage de développement et les mises à niveau des installations à Buzzard et l'amorce du forage de développement et la poursuite de la construction des installations, y compris l'installation d'une plateforme soutenant la tête du puits, à Golden Eagle.
- Pour « Activités terrestres en Amérique du Nord », les coûts pour le développement du champ Wilson Creek dans la formation pétrolière de Cardium.
- Pour « Autres – International », les coûts du forage de développement et de la mise à niveau et de l'entretien des installations en Libye.

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

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

Frais d'abandon et de remise en état

La Société procède à un examen annuel de ses frais d'abandon et de remise en état puisqu'ils touchent l'ensemble de ses activités. Les estimations spécifiques établies pour les frais d'abandon et de remise en état prévisionnels sont établies conformément aux PCGR canadiens et présentées dans les états financiers consolidés audités 2012 de Suncor et sont fondées sur les renseignements disponibles, conformément aux hypothèses formulées dans notre planification à long terme. Cet examen tient compte de la nature des plans de production et de développement et des frais d'abandon et de remise en état estimatifs de Suncor, lorsqu'ils peuvent être déterminés, pour les obligations associées à ses activités en amont au 31 décembre 2012. En cas d'absence d'obligation légale ou d'obligation implicite de remise en état, les coûts éventuels ont été exclus des estimations des frais d'abandon et de remise en état de la Société.

Au 31 décembre 2012, Suncor estimait que ses frais d'abandon et de remise en état non actualisés et en dollars constants, déduction faite de la valeur de récupération estimative, pour ses baux de surface, ses puits, ses installations, ses pipelines et ses gazoducs relativement à ses actifs d'amont s'élevaient à environ 8,2 G\$ (actualisés à un taux de 10 %, à environ 2,3 G\$). Suncor estime qu'elle engagera 1,143 G\$ (non actualisés : 2013 – 388 M\$, 2014 – 374 M\$ et 2015 – 381 M\$) de ses frais d'abandon et de remise en état relevés pendant les trois prochains exercices, dont plus de 85 % sont associés aux activités d'exploitation des Sables pétrolifères. Cette estimation des coûts ne comprend pas les frais d'abandon et de remise en état estimatifs pour ses actifs du secteur Raffinage et commercialisation (171 M\$, non actualisés et en dollars constants).

Environ 2,5 G\$ (non actualisés) ont été déduits à titre de frais d'abandon dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves prouvées et probables. Ce montant de 2,5 G\$ représente l'obligation d'abandon pour environ 6 000 puits en production nets et environ 2 000 puits de service et autres puits nets, y compris un nombre prévisionnel de puits futurs pour les réserves non développées relativement aux activités *in situ* et aux activités classiques qui ne sont pas compris dans le total de 8,2 G\$ de Suncor.

Les frais d'abandon et de remise en état compris dans le total de 8,2 G\$ de Suncor et dont il n'est pas tenu compte dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves comprennent, notamment, les frais de remise en état du sol perturbé par les activités d'exploitation des sables pétrolifères, le traitement des résidus des sables pétrolifères, la mise hors service des installations de traitement des sables pétrolifères et du gaz naturel et des plateformes, les sites visés par les concessions et l'abandon des puits auxquels aucune réserve n'a été attribuée.

Autre information concernant les données relatives aux réserves

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

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

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

Réserves prouvées brutes non développées (Prix et coûts prévisionnels)

	Exercices précédents		2010		2011		2012	
	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2009	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2010	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2011	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2012
PBS (Mb)								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	564,0	564,0	14,0	651,0	—	502,0	45,9	493,4
Total du PBS	564,0	564,0	14,0	651,0	—	502,0	45,9	493,4
Bitume (Mb)								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	427,0	427,0	2,0	360,0	315,0	661,0	63,7	784,5
Total du bitume	427,0	427,0	2,0	360,0	315,0	661,0	63,7	784,5
Pétrole léger et moyen (Mb)								
Côte Est du Canada	35,0	35,0	3,0	28,0	1,4	26,6	3,9	31,9
Activités terrestres en Amérique du Nord	0,3	0,3	—	0,2	0,1	0,3	—	0,1
Total – Canada	35,3	35,3	3,0	28,2	1,5	26,9	3,9	32,0
Mer du Nord ⁽³⁾	68,0	68,0	—	19,0	24,6	43,3	—	31,6
États-Unis ⁽⁴⁾	8,3	8,3	—	—	—	—	—	—
Autres – International ⁽⁵⁾	—	—	6,0	6,0	1,8	5,8	3,5	3,5
Total du pétrole léger et moyen	111,6	111,6	9,0	53,2	27,9	76,0	7,4	67,1
Gaz naturel (Gpi³)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada	15,6	15,6	32,0	118,4	2,1	78,7	—	80,3
Mer du Nord ⁽³⁾	—	—	—	1,0	1,5	2,7	—	1,9
États-Unis ⁽⁴⁾	23,9	23,9	—	—	—	—	—	—
Autres – International ⁽⁵⁾	413,0	413,0	—	—	—	—	—	—
Total du gaz naturel	452,5	452,5	32,0	119,4	3,6	81,4	—	82,2
LGN (Mb)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada	0,4	0,4	—	0,1	—	0,1	—	—
Mer du Nord ⁽³⁾	1,0	1,0	—	—	—	—	—	—
Autres – International ⁽⁵⁾	9,0	9,0	—	—	—	—	—	—
Total des LGN	10,4	10,4	—	0,1	—	0,1	—	—
Total (Mbep)	1 188,4	1 188,4	30,4	1 084,2	343,5	1 252,7	117,0	1 358,8

Réserves probables brutes non développées (Prix et coûts prévisionnels)

	Exercices précédents		2010		2011		2012	
	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2009	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2010	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2011	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2012
PBS (Mb)								
Exploitation minière	264,0	264,0	—	215,0	—	263,0	—	260,0
In situ	595,0	595,0	6,0	400,0	916,0	1 212,0	—	1 043,4
Total du PBS	859,0	859,0	6,0	615,0	916,0	1 475,0	—	1 303,4
Bitume (Mb)								
Exploitation minière	—	—	—	37,0	—	—	—	—
In situ	1 550,0	1 550,0	8,0	1 835,0	38,0	669,0	—	594,3
Total du bitume	1 550,0	1 550,0	8,0	1 872,0	38,0	669,0	—	594,3
Pétrole léger et moyen (Mb)								
Côte Est du Canada	80,0	80,0	7,0	85,0	143,2	217,4	4,4	221,7
Activités terrestres en Amérique du Nord	5,1	5,1	0,3	3,5	0,7	2,0	0,4	0,4
Total – Canada	85,1	85,1	7,3	88,5	143,9	219,4	4,8	222,1
Mer du Nord ⁽³⁾	35,0	35,0	—	15,0	13,8	17,1	1,7	32,7
États-Unis ⁽⁴⁾	3,8	3,8	—	—	—	—	—	—
Autres – International ⁽⁵⁾	62,0	62,0	8,0	11,0	3,8	14,5	7,6	7,6
Total du pétrole léger et moyen	185,9	185,9	15,3	114,5	161,5	251,0	14,1	262,4
Gaz naturel (Gpi³)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada	233,2	233,2	75,2	136,2	3,2	86,9	1,1	49,3
Mer du Nord ⁽³⁾	50,0	50,0	—	1,0	1,2	1,5	0,1	3,0
États-Unis ⁽⁴⁾	12,0	12,0	—	—	—	—	—	—
Autres – International ⁽⁵⁾	651,0	651,0	—	240,0	221,4	347,4	—	—
Total du gaz naturel	946,2	946,2	75,2	377,2	225,8	435,8	1,2	52,3
LGN (Mb)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada	1,0	1,0	0,1	1,0	—	0,8	—	0,7
Mer du Nord ⁽³⁾	1,0	1,0	—	—	—	—	—	0,1
Autres – International ⁽⁵⁾	18,0	18,0	—	8,0	6,0	11,5	—	—
Total des LGN	20,0	20,0	0,1	9,0	6,0	12,3	—	0,8
Total (Mbep)	2 772,6	2 772,6	41,9	2 673,4	1 159,1	2 479,9	14,3	2 169,7

- (1) Les réserves attribuées au départ représentent les ajouts de réserves non développées, y compris les acquisitions, les découvertes et les extensions relatives à l'exercice au cours duquel les événements ont eu lieu pour la première fois.
- (2) Les réserves à la fin de l'exercice pourraient ne pas correspondre à la sommation des réserves attribuées au départ en raison des changements dans les réserves découlant d'autres facteurs comme des facteurs économiques, la récupération améliorée et des révisions techniques, qui ne sont pas indiqués dans ce tableau.
- (3) Dans ces tableaux, « Mer du Nord » comprend les autres terrains détenus auparavant par Suncor dans la partie néerlandaise de la mer du Nord et dont Suncor s'est départie par la suite en 2010.
- (4) Les réserves non développées attribuées aux États-Unis ont été acquises dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada en 2009 et ont fait l'objet d'un dessaisissement par la suite en 2010.
- (5) Dans ces tableaux, « Autres – International » comprend les autres terrains détenus auparavant par Suncor à Trinité-et-Tobago et dont Suncor s'est départie par la suite en 2010, et pour 2011 et les exercices précédents, les autres terrains détenus par Suncor, en Syrie.

Les réserves non développées du secteur In situ, qui constituent environ 94 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et 76 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, prendront plusieurs années à développer. La direction a recours à des plans intégrés pour prévoir le développement futur. Ces plans détaillés harmonisent la production actuelle, la capacité de traitement et des pipelines, les engagements en matière de dépenses en immobilisations et le développement futur pour les dix prochaines années et ils sont revus et mis à jour annuellement pour tenir compte de facteurs internes et externes touchant les activités planifiées. Les réserves sont développées de manière à maintenir le traitement à sa pleine capacité. L'échéancier associé au développement des réserves non développées est tributaire des prévisions de la production décroissante par rapport aux puits in situ existants. Suncor a délimité les réserves in situ avec un grand degré de certitude au moyen de données sismiques et de travaux de carottage, conformément aux directives du manuel COGE. Dans la plupart des cas, les réserves prouvées ont été forcées à une densité de 16 puits par section, ce qui est supérieur aux huit puits par section nécessaires pour obtenir l'approbation des organismes de réglementation. Afin de déterminer les teneurs limites des réserves non développées, les renseignements géologiques sont comparés avec des équivalents pour la production existante qui utilisent une technologie établie.

Les réserves non développées du secteur Exploitation minière, qui représentent environ 12 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, se rapportent uniquement à la zone d'exploitation Aurora South de Syncrude, laquelle a obtenu la plupart des approbations des organismes de réglementation nécessaires et a été bien délimitée par des travaux de carottage. Les copropriétaires de Syncrude ne s'attendent pas à ce que la zone d'exploitation Aurora South entre en production au cours de la présente décennie.

Les réserves classiques non développées (pétrole léger et moyen, gaz naturel et LGN) représentent environ 6 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et environ 12 % des réserves probables brutes non développées de Suncor. Dans le cadre de sa gestion active de portefeuille, Suncor examine la viabilité économique de ses terrains 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 terrains à des fins de développement futur, alors que d'autres sont inutilisés, vendus ou échangés. Pour le développement des réserves de la Société, Suncor examine la capacité des installations et du réseau de collecte existants, les plans d'allocation du capital et la disponibilité des ressources restantes qui peuvent être récupérées. Par conséquent, dans certains cas, le développement de toutes les réserves classiques non développées qui ont déjà été attribuées prendra plus de deux ans. À l'exception des réserves non développées dont elle peut se départir, Suncor projette de développer la majorité des réserves prouvées classiques non développées au cours des cinq prochaines années et la majorité des réserves probables classiques non développées au cours des sept prochaines années. Les exceptions concernent le développement de certains terrains au large des côtes, qui sont limités par la capacité des installations de production.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente un sommaire des terrains sans réserves attribuées au 31 décembre 2012. Pour les terrains dans lesquels Suncor détient des participations dans différentes formations sous la même superficie aux termes de baux distincts, la superficie a été calculée pour chaque bail.

Pays	Hectares bruts	Hectares nets
Canada	5 056 676	3 695 849
Libye	2 950 978	1 339 489
É.-U. – Alaska	1 143 335	381 074
Norvège	379 594	161 512
Syrie ⁽¹⁾	345 194	345 194
R.-U.	129 147	38 303
Australie (participation sous forme de redevance dérogatoire seulement)	113 027	—
Total	10 117 951	5 961 421

(1) Ne comprend pas les hectares de terres associés aux réserves qui ont été reclassées à titre de réserves éventuelles en 2012 par suite de la suspension des activités.

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

Les droits de Suncor sur 318 222 hectares nets au Canada, 30 500 hectares nets en Alaska et 39 693 hectares nets dans la partie britannique de la mer du Nord devraient expirer en 2013. Des parties importantes des terrains visés par l'expiration de droits pourraient voir les droits relatifs à ces terrains se maintenir après 2013 grâce à la poursuite des programmes de travaux et/ou au paiement des frais prescrits au propriétaire des droits. Aucun terrain dans les secteurs Exploitation minière et In situ ne devrait être visé par l'expiration de droits relatifs à ces terrains en 2013.

Terrains et puits de pétrole et de gaz

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

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

Le tableau suivant présente un sommaire des puits de pétrole et de gaz exploités et inexploités associés aux activités de la Société au 31 décembre 2012.

	Puits de pétrole				Puits de gaz naturel			
	Producteurs		Non producteurs		Producteurs		Non producteurs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta – In situ	198	198,0	64	64,0	—	—	—	—
Alberta – classiques	158	140,7	12	9,5	4 332	2 963,8	93	67,9
Colombie-Britannique	5	4,4	7	7,0	235	179,1	131	109,5
Saskatchewan	—	—	—	—	729	263,6	97	47,2
Terre-Neuve	62	15,5	4	1,5	—	—	—	—
Mer du Nord	24	7,2	8	2,4	—	—	—	—
Autres – International ⁽¹⁾	242	121,0	173	88,1	—	—	6	6,0
Total	689	486,8	268	172,5	5 296	3 406,5	327	230,6

(1) Dans ce tableau, la catégorie « Autres – International » comprend les puits associés aux activités suspendues de la Société en Syrie même si aucune réserve n'est associée à ces puits. Les chiffres indiqués supposent qu'aucun puits n'a été endommagé depuis que Suncor a quitté le pays en décembre 2011.

(2) Les puits non producteurs comprennent notamment les puits qui ne sont pas en production et pour lesquels il n'existe pas de plan d'abandon à court terme, les puits dont le forage est terminé mais qui ne sont pas achevés, les puits nécessitant des travaux d'entretien ou de reconditionnement dont la date de reprise de la production n'est pas connue et les puits qui ont été fermés et dont la date de reprise de la production n'est pas connue avec une certitude raisonnable.

(3) Les puits non producteurs présentés dans ce tableau ne mènent pas nécessairement à un classement à titre de réserves inexploitées, ce qui est expliqué plus loin.

(4) Les puits producteurs pour le secteur In situ comprennent les puits pour lesquels l'injection de vapeur a commencé.

Il n'y a aucun puits producteur associé aux terrains du secteur Exploitation minière. Suncor n'a aucune réserve prouvée développée inexploitée ni aucune réserve probable développée inexploitée dans ses réserves pour le secteur Exploitation minière.

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

La majorité des réserves classiques inexploitées sont dans leur état actuel de non-exploitation depuis moins de quatre ans et devraient, selon les prévisions, être mises en production au cours des deux prochaines années. Les réserves prouvées et probables développées inexploitées pour les actifs classiques représentent moins de 2 % du total des réserves prouvées et probables de la Société. Ces réserves inexploitées restantes sont principalement associées à ce qui suit :

- des puits forés récemment qui devraient entrer en production en 2013;
- des prévisions relatives à des zones secondaires qui devraient être mises en production au cours des deux prochaines années;
- des puits nécessitant des travaux de reconditionnement, qui devraient être entrepris au cours des deux prochaines années;
- des puits fermés temporairement en raison de problèmes fonctionnels aux installations; et
- la production de gaz qui est réinjecté pour maintenir la pression de la calotte de gaz dans les zones productrices de pétrole jusqu'à l'épuisement des zones pétrolières.

Frais engagés

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations de la Société en ce qui concerne ses activités pétrolières et gazières pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012.

(en millions de dollars)	Frais d'exploration	Coûts d'acquisition des terrains prouvés	Coûts d'acquisition des terrains non prouvés	Frais de développement	Autres coûts ⁽¹⁾	Total
Canada – Exploitation minière et In situ	185	—	—	3 825	468	4 478
Canada – Côte Est du Canada et Exploitation terrestre en Amérique du Nord	9	—	—	727	—	736
Mer du Nord	241	—	—	288	—	529
Autres – International	—	—	—	11	—	11
Total	435	—	—	4 851	468	5 754

(1) Les autres coûts comprennent l'infrastructure pour les pipelines et les réservoirs de stockage qui soutiennent la logistique et la souplesse de la commercialisation.

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 2012.

Nombre total de puits achevés	Puits d'exploration ⁽¹⁾		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada – Sables pétrolifères				
Pétrole	1	1,0	30	30,0
Puits de service ⁽²⁾	10	10,0	80	85,0
Forage stratigraphique ⁽³⁾	220	140,5	478	292,3
Total	231	151,5	588	407,3
Canada – Côte Est du Canada et Activités terrestres en Amérique du Nord				
Pétrole	—	—	22	17,4
Gaz naturel	1	1,0	1	0,2
Puits sec	—	—	1	1,0
Puits de service	—	—	2	0,4
Total	1	1,0	26	19,0
Mer du Nord				
Pétrole	1	0,3	4	1,2
Puits sec	3	0,9	—	—
Forage stratigraphique ⁽³⁾	3	1,2	—	—
Total	7	2,4	4	1,2
Autres – International				
Pétrole	—	—	4	2,0
Total	—	—	4	2,0

- (1) Les puits d'exploration pour les Sables pétrolifères comprennent les activités relatives aux projets pilotes qui testent de nouvelles technologies.
- (2) Les puits de service pour les Sables pétrolifères comprennent le puits d'injection qui compose la paire de puits utilisant le procédé DGMV et les puits d'observation et de refoulement.
- (3) Les puits de forage stratigraphique pour les Sables pétrolifères comprennent le carottage. Les puits de forage stratigraphique pour les terrains au large des côtes comprennent les puits d'appréciation.

Les puits d'exploration et de développement d'importance achevés en 2012 comportaient ce qui suit :

- Pour « Exploitation minière », les programmes de carottage et les autres travaux d'arpentage dans les secteurs Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude visant à obtenir plus d'information sur les zones que la Société compte exploiter à court terme et le carottage à Joslyn visant à mieux délimiter les ressources.
- Pour « In situ », le forage de nouvelles paires de puits et de nouveaux puits intercalaires aux projets Firebag et MacKay River, qui devraient aider à maintenir les niveaux de production dans les années à venir, le programme de travaux de carottage à Meadow Creek pour délimiter davantage les ressources et les activités menant au lancement d'un projet de technologie pilote.
- Pour « Côte Est du Canada », le forage de développement à Hibernia, à White Rose et aux extensions White Rose.
- Pour « Mer du Nord », le forage d'exploration pour la zone prometteuse Cooper et le forage d'appréciation pour la zone prometteuse Beta dans le secteur norvégien de la mer du Nord, le forage de développement et d'exploration à Buzzard et un puits d'exploration pour la zone prometteuse Griffon dans le secteur britannique de la Mer du Nord.
- Pour « Autres – International », les puits de développement du pétrole en Lybie.
- Pour « Exploitation terrestre en Amérique du Nord », le forage de développement des champs Wilson Creek et Ferrier dans la formation pétrolière de Cardium et la région Kobes de la formation de gaz de schiste Montney.

Production antérieure

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

	2012			
	Trimestre terminé le			
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Canada				
Sables pétrolifères⁽¹⁾				
Production moyenne totale (kb/j)	341,1	337,8	378,9	378,7
Production de bitume moyenne pour In situ (kb/j)	114,6	127,8	130,0	151,3
Prix moyen reçu (\$/b)	91,71	79,70	81,72	77,37
Redevances (\$/b)	(9,01)	(2,51)	(7,53)	(1,87)
Total des coûts opérationnels en espèces (\$/b)	(37,51)	(40,14)	(33,45)	(38,12)
Coûts opérationnels en espèces pour In situ (\$/b)	(22,45)	(20,80)	(18,00)	(17,10)
Pétrole léger et moyen				
Production moyenne totale (kb/j)	65,3	49,8	22,7	48,3
Prix moyen reçu (\$/b)	122,31	104,25	108,49	108,37
Redevances (\$/b)	(34,72)	(38,83)	(31,16)	(27,17)
Frais de production (\$/b)	(8,53)	(12,71)	(33,17)	(12,00)
Rentrées nettes (\$/b)	79,06	52,71	44,16	69,20
Gaz naturel⁽²⁾				
Production moyenne totale (Mpi ³ (e)/j)	358	325	312	299
Prix moyen reçu (\$/kpi ³ (e))	3,71	3,14	3,46	4,38
Redevances (\$/kpi ³ (e))	(0,24)	(0,20)	(0,28)	(0,38)
Frais de production (\$/kpi ³ (e))	(1,48)	(1,56)	(1,63)	(1,39)
Rentrées nettes (\$/kpi³(e))	1,99	1,38	1,55	2,61
Mer du Nord				
Pétrole léger et moyen⁽³⁾				
Production moyenne totale (kbep/d)	57,0	57,9	41,9	35,3
Prix moyen reçu (\$/bep)	111,83	103,18	104,06	104,19
Redevances (\$/bep)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Frais de production (\$/bep)	(4,80)	(3,36)	(8,24)	(10,71)
Rentrées nettes (\$/bep)	107,03	99,82	95,82	93,48
Autres – International				
Pétrole léger et moyen				
Production moyenne totale (kbep/j)	39,2	42,7	39,8	44,4
Prix moyen reçu (\$/bep)	118,47	109,44	107,32	108,05
Redevances (\$/bep)	(67,13)	(57,50)	(61,02)	(81,09)
Frais de transport (\$/bep)	(1,86)	(2,76)	(1,13)	(1,97)
Rentrées nettes (\$/bep)	49,48	49,18	45,17	24,99

- (1) Suncor surveille les coûts opérationnels en espèces pour ses activités du secteur Sables pétrolifères, qui comprennent plus de dépenses que de frais de production. Pour cette raison, les rentrées nettes afférentes à ces activités ne sont pas reflétées dans ce tableau. De plus, la plus grande partie de la production de bitume de Suncor est valorisée; par conséquent, les rentrées nettes pour le bitume ne sont pas présentées. Les montants présentés comprennent les résultats provenant de la quote-part de la Société dans l'exploitation conjointe Syncrude.
- (2) Les volumes comprennent les LGN et le pétrole brut provenant des activités « Exploitation terrestre en Amérique du Nord ».
- (3) Les volumes comprennent la production des champs pour le gaz associé et les LGN.

Le tableau suivant présente les volumes de production pour chacun des champs importants de Suncor pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012 :

	PBS	Bitume	Pétrole léger et moyen
	kb/j	kb/j	kb/j
Exploitation minière – Suncor	211,0	—	—
Exploitation minière – Syncrude	34,4	—	—
Firebag	64,2	23,0	—
MacKay River	1,5	25,1	—
Buzzard	—	—	48,0
Hibernia	—	—	26,1
White Rose	—	—	11,6
Terra Nova	—	—	8,8

Production estimative

Le tableau suivant présente le volume de la production de la Société tirée des réserves prouvées brutes, des réserves probables brutes et des réserves prouvées et probables brutes estimatives pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2013, selon ce qu'indiquent les estimations des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes déjà mentionnées dans les tableaux « Sommaire des réserves de pétrole et de gaz ». Les estimations de la production pour 2013 pour les réserves prouvées et probables, évaluées au 31 décembre 2012, sont, pour l'exploitation minière de Suncor (à l'exclusion de Syncrude) de 237 kb/j de PBS, ce qui représente environ 37 % de la production estimative totale pour 2013, et, pour Firebag, de 132 kb/j de PBS et de bitume, ce qui représente environ 20 % de la production estimative totale pour 2013.

	PBS		Bitume		Pétrole léger et moyen		Gaz naturel		LGN	
	Brutes kb/j	Nettes kb/j	Brutes kb/j	Nettes kb/j	Brutes kb/j	Nettes kb/j	Brutes Mpi ³ /j	Nettes Mpi ³ /j	Brutes kb/j	Nettes kb/j
Canada										
Prouvées	325,2	307,9	77,0	69,6	46,9	35,1	252,1	217,3	2,7	1,9
Probables	15,9	14,3	18,0	20,2	18,0	11,3	7,0	6,0	0,2	0,2
Prouvées et probables	341,1	322,2	95,0	89,8	64,9	46,4	259,1	223,3	2,9	2,1
Mer du Nord										
Prouvées	—	—	—	—	49,1	49,1	4,9	4,9	0,4	0,4
Probables	—	—	—	—	2,7	2,7	0,5	0,5	—	—
Prouvées et probables	—	—	—	—	51,8	51,8	5,4	5,4	0,4	0,4
Autres – International										
Prouvées	—	—	—	—	45,0	7,9	—	—	—	—
Probables	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Prouvées et probables	—	—	—	—	45,0	7,9	—	—	—	—
Total										
Prouvées	325,2	307,9	77,0	69,6	141,0	92,1	257,0	222,2	3,1	2,3
Probables	15,9	14,3	18,0	20,2	20,7	14,0	7,5	6,5	0,2	0,2
Prouvées et probables	341,1	322,2	95,0	89,8	161,7	106,1	264,5	228,7	3,3	2,5

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 2012. Ces engagements s'étendent jusqu'en 2015 et visent principalement des programmes de forage sismique et le forage de puits d'exploration.

Pays/région (M\$)	2013	Total
Canada	—	24
Mer du Nord	21	162
Autres – International	67	272

Contrats à livrer et obligations de transport

Suncor peut avoir recours à des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base; toutefois, Suncor n'a pas réalisé d'opérations importantes sur instruments dérivés en 2012. L'utilisation de ces instruments par Suncor est décrite dans les états financiers consolidés audités 2012 et dans le rapport de gestion connexe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012.

Suncor détient un engagement qui expire en novembre 2015 visant une capacité de 85 000 kpi³/j, qui permet à Suncor de transporter du gaz naturel sur le réseau Alliance Pipeline, du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta au terminal gazier d'Alliance Pipeline en Illinois. De plus, Suncor détient un engagement d'environ 65 000 kpi³/j qui expire en 2023 et qui lui permet de transporter du gaz naturel sur le réseau GTN aux marchés du nord-ouest du Pacifique et de la Californie. Suncor estime que ses engagements minimaux à l'égard du réseau Alliance Pipeline et du réseau GTN s'élèveront à environ 51 M\$ US et 9 M\$ US respectivement. Ces coûts n'ont pas été inclus dans les évaluations des réserves de Suncor. En raison des dessaisissements de terrains contenant du gaz naturel réalisés après la fusion avec Petro-Canada, des diminutions normales en cours du rendement du réservoir et de la fermeture récente de certains champs en réponse à la faiblesse des prix du gaz naturel, la seule production de Suncor ne suffit pas à répondre aux besoins de consommation interne de la Société dans l'ensemble de ses entreprises et à remplir les engagements de Suncor relativement aux gazoducs. Avec sa seule production, Suncor utilise environ la moitié de la capacité pour laquelle elle détient un engagement sur le réseau Alliance Pipeline et elle n'utilise aucune capacité sur le réseau GTN. Suncor achète du gaz naturel auprès de tiers pour compléter sa production exclusive et pour utiliser les capacités des gazoducs GTN et Alliance de façon opportuniste lorsque les écarts de prix aux points de livraison sont supérieurs, au minimum, au coût variable du transport sur les gazoducs respectifs.

Horizon fiscal

En 2012, Suncor a été assujettie à un impôt en espèces dans les territoires locaux relativement à ses gains provenant de sa production dans la région de la mer du Nord et dans d'autres régions du monde, mais n'était pas assujettie à un impôt en espèces au Canada sur la majorité de ses gains au Canada. En fonction du bénéfice net futur prévu, Suncor devrait être assujettie à un impôt en espèces sur la majorité de ses gains canadiens en 2013.

Ressources éventuelles

GLJ a effectué une évaluation indépendante de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles pour tous les terrains du secteur Exploration minière et pour ses terrains du secteur In situ pour les projets Firebag et Steepbank de Suncor. Pour le reste des terrains du secteur In situ, y compris le projet Mackay River, GLJ a vérifié les évaluations des meilleures estimations des volumes des ressources éventuelles (environ 48 % des ressources éventuelles du secteur In situ) établies par les évaluateurs de réserves qualifiés internes de Suncor. Sproule Unconventional Limited a réalisé une évaluation indépendante de la meilleure estimation des ressources éventuelles de Suncor dans la formation de gaz de schiste Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique avec prise d'effet le 30 juin 2012. La meilleure estimation des ressources éventuelles pour les terrains classiques restants a été préparée par les évaluateurs de réserves qualifiés à l'interne de Suncor sans vérification ou examen indépendant. Toutes les estimations des ressources éventuelles ont été réalisées conformément au manuel COGE. La date de prise d'effet de la meilleure estimation des ressources éventuelles de Suncor est le 31 décembre 2012, sauf pour la formation de gaz de schiste Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique, où elle est le 30 juin 2012, et sauf pour la Syrie, où elle est le 31 décembre 2011.

En 2011, les actifs de la Société en Syrie ont été touchés par l'agitation politique. Par conséquent, les volumes qui avaient déjà été communiqués à titre de réserves en fonction d'une évaluation réalisée par Sproule avec prise d'effet le 31 décembre 2011 ont été reclassés à titre de ressources éventuelles. Au moment de reclasser les réserves en ressources éventuelles, la Société n'était pas en mesure de mettre à jour les renseignements que Sproule a utilisés dans le cadre de son évaluation de 2011 en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales imposées à la Syrie. L'estimation des ressources éventuelles pour la Syrie suppose qu'il n'y a eu aucune production après l'évaluation réalisée par Sproule et que l'infrastructure qui existait au 31 décembre 2011, y compris les puits et les pipelines, existe au 31 décembre 2012. Par conséquent, ces ressources éventuelles comportent une part d'incertitude attribuable à de nouveaux renseignements ou à des changements dans les circonstances, comme la

production, ainsi que dans le rendement des actifs ou les activités de développement, dont Suncor et Sproule ne sont pas au fait.

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

Rien ne garantit que la totalité ou une partie des ressources éventuelles pourra être mise en production d'une façon viable sur le plan commercial, et le moment d'un tel développement ne peut non plus être garanti. La viabilité économique des ressources éventuelles dépend de la fixation des prix et des conditions économiques. Les estimations des ressources éventuelles n'ont pas été rajustées pour tenir compte des risques fondés sur les hasards liés au développement. Parmi les facteurs importants qui pourraient faire varier les estimations des ressources éventuelles, mentionnons le forage de délimitation supplémentaire, les progrès technologiques futurs et la capacité de traitement supplémentaire.

Les éventualités qui peuvent actuellement empêcher le classement des ressources éventuelles en réserves comprennent les suivantes :

- le besoin de réaliser des travaux de forage à densité accrue afin d'améliorer la certitude des ressources des secteurs Exploitation minière et In situ;
- le besoin de réaliser des travaux supplémentaires de conception des installations et l'incertitude connexe associée aux coûts et aux échéanciers de développement;
- l'élaboration de plans de développement fermes et les demandes soumises aux autorités de réglementation (y compris les études sur les réservoirs connexes et le forage de délimitation);
- l'obtention des approbations des autorités de réglementation;
- l'approbation du conseil, de la direction ou des partenaires, selon le cas, nécessaire à la poursuite du 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. Une fois que la Société a obtenu un degré élevé de certitude qu'elle recevra toutes les approbations des autorités de réglementation, de la Société et des copropriétaires, selon le cas, et que toutes les autres éventualités sont supprimées, les ressources peuvent alors être reclassées comme des réserves.

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

La meilleure estimation des ressources brutes éventuelles de Suncor est présentée dans le tableau suivant. Les ressources brutes éventuelles désignent la participation directe de Suncor (avec ou sans exploitation) avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor.

Meilleure estimation des ressources brutes éventuelles	PBS	Bitume	Pétrole léger et moyen	Gaz naturel	Liquides de gaz naturel	Total
	Mb	Mb	Mb	Gpi ³	Mb	Mbep
Exploitation minière	4 582	2 112	—	—	—	6 694
In situ	6 419	5 997	—	—	—	12 416
Côte Est du Canada	—	—	250	2 679	—	696
Activités terrestres en Amérique du Nord ⁽¹⁾	—	—	35	16 026	223	2 929
Total – Canada	11 001	8 109	285	18 705	223	22 735
Activité terrestres en Amérique du Nord – É.-U.	—	—	—	449	—	75
Mer du Nord ⁽³⁾	—	—	76	66	—	87
Autres – International ⁽⁴⁾	—	—	398	985	27	589
Au 31 décembre 2012	11 001	8 109	759	20 205	250	23 486
Au 31 décembre 2011	11 014	8 176	889	10 634	14	21 865

- (1) Les ressources éventuelles comprennent les champs extracôtiers dans les îles de l'Arctique.
- (2) Dans ce tableau « Activités terrestres en Amérique du Nord » comprend les ressources éventuelles pour la formation de gaz de schiste Montney du nord-est de la Colombie-Britannique, avec une date de prise d'effet du 30 juin 2012. Les ressources éventuelles associées à cette formation comprennent 7 358 Gpi³ de gaz naturel et 197 Mb de LGN.
- (3) Les ressources éventuelles comprennent les zones extracôtiers en Norvège et au Royaume-Uni.
- (4) Dans ce tableau, « Autres – International » comprend les ressources éventuelles pour la Syrie, qui étaient auparavant classées comme des réserves au 31 décembre 2011, selon une évaluation réalisée par Sproule avec une date de prise d'effet du 31 décembre 2011. Ces réserves ont été reclassées comme des ressources éventuelles par suite de la suspension par Suncor de ses activités en Syrie, et la date de prise d'effet des ressources est le 31 décembre 2011.

Les ressources éventuelles sont passées à 23 486 Mbep au 31 décembre 2012 par rapport à 21 865 Mbep au 31 décembre 2011. Les ressources éventuelles ont augmenté en raison principalement des résultats de forage sur les terrains de Suncor dans la formation Montney qui ont ajouté des ressources éventuelles de gaz naturel et de LGN et du reclassement des réserves prouvées et probables en ressources éventuelles associées à la suspension des activités en Syrie.

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

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

Ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière

Les ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière représentent environ 29 % du total des ressources éventuelles de Suncor, et 59 % de ces ressources éventuelles sont situées sur des terrains dans lesquels Suncor détient une participation directe de 100 % et le reste est visé par des arrangements conjoints dans lesquels Suncor détient des participations directes variant entre 12 % et 40,8 %.

Éventualités économiques

GLJ a testé la viabilité économique du projet d'exploitation minière Fort Hills qui constitue environ 20 % du total des ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière et a déterminé que ce projet était économique tant que le rendement du capital investi estimatif du projet est considérablement supérieur aux rendements qu'offrent actuellement les investissements garantis sur le marché monétaire. La viabilité économique des autres ressources éventuelles du secteur Exploitation minière n'a pas encore été déterminée.

Éventualités non techniques

Étant donné la préoccupation au sein de l'industrie concernant la hausse éventuelle des coûts pour les grands projets miniers, le reclassement des ressources éventuelles pour le secteur Exploitation minière en réserves dépend en grande partie de l'évaluation selon laquelle le développement obtiendra les approbations nécessaires et débutera

dans un délai raisonnable. Les projets miniers Fort Hills et Joslyn North ont obtenu presque toutes les approbations des organismes de réglementation nécessaires, mais l'aval du projet en fonction des plans de développement qui sont en train d'être examinés dépend de la décision des copropriétaires respectifs des projets, de sorte que, de l'avis de Suncor, le développement de ces ressources éventuelles à court terme n'est pas suffisamment certain pour soutenir le reclassement des ressources éventuelles en réserves. Pour le reste des ressources éventuelles du secteur Exploitation minière de Suncor, des permis réglementaires doivent être obtenus avant que le conseil de Suncor et/ou les copropriétaires, le cas échéant, n'envisagent d'approuver le projet.

Ressources éventuelles pour le secteur In situ

Les ressources éventuelles pour le secteur In situ représentent environ 53 % du total des ressources éventuelles de Suncor, et 83 % de ces ressources éventuelles sont situées sur des terrains dans lesquels Suncor détient une participation directe de 100 % et le reste est visé par des arrangements conjoints dans lesquels Suncor détient des participations directes variant entre 10 % et 75 %. Ces ressources éventuelles sont toutes situées dans la région de sables pétrolifères Athabasca et 83 % des ressources éventuelles se trouvent dans les secteurs déjà en exploitation des projets Firebag ou MacKay River ou sont situées juste à côté de ceux-ci.

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

Toutes les ressources éventuelles du secteur In situ sont associées aux formations de roche clastique ou de grès dans la région des sables pétrolifères McMurray. Suncor est également propriétaire des droits miniers visant 288 sections de la formation carbonatée Grosmont; elle détient une participation directe de 100 % dans chaque cas. Le carottage réalisé sur ces sections a permis de relever du bitume dans les formations carbonatées Grosmont, Upper Ireton et Nisku. De plus, Suncor a acquis des données auprès de nombreux projets pilotes de tiers actuellement en exploitation dans les formations carbonatées Grosmont. Toutefois, Suncor n'a pas reconnu de ressources éventuelles dans ces formations carbonatées puisqu'elle estime que la viabilité des procédés de récupération éventuelle n'a pas été établie.

Éventualités économiques

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

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

Des ressources éventuelles pour les autres terrains du secteur In situ (Chard, Kirby, Lewis, Meadow Creek et MacKay River) ont été assignées à des sections où des trous de carottage ont été effectués ou à des terrains situés à l'intérieur de deux subdivisions légales d'un puits de délimitation et ayant une zone productrice de bitume nette continue supérieure à 15 mètres. Avant l'attribution de réserves, ces ressources éventuelles exigent la réalisation d'autres études des réservoirs et d'autres travaux de forage de délimitation ainsi que l'établissement de plans de développement et de plans de conception des installations. La Société prévoit qu'une évaluation de la viabilité économique de ces ressources éventuelles sera entreprise puisque ses plans à long terme pour ses installations de valorisation nécessitent des quantités supplémentaires de bitume.

Éventualités non techniques

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

Autres ressources éventuelles

Les autres ressources éventuelles consistent principalement en des sources classiques de pétrole et de gaz naturel associées au secteur Exploration et production de Suncor. Ces autres ressources éventuelles représentent environ 18 % du total des ressources éventuelles de Suncor et devraient pouvoir être récupérées au moyen de technologies établies. Ces autres ressources éventuelles comprennent principalement les suivantes :

- Pour le secteur « Activités terrestres en Amérique du Nord », les ressources dans la formation Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique, les îles de l'Arctique, le delta et le corridor du Mackenzie, les contreforts de l'Alaska et plusieurs régions de l'Alberta.
- Pour le secteur « Côte Est du Canada », Hebron et les extensions des champs pétrolifères producteurs existants, les ressources de gaz naturel associées aux champs pétrolifères producteurs existants et les autres accumulations d'hydrocarbures qui ne sont actuellement pas en production, y compris celles situées au large de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Pour le secteur « Mer du Nord », les découvertes au large de la Norvège et du Royaume-Uni.
- Pour le secteur « Autres – International », les volumes associés aux activités suspendues de la Société en Syrie et en Libye, les parties non développées à l'intérieur des champs en production existants et les autres accumulations d'hydrocarbures découvertes qui ne sont pas actuellement en production.

Éventualités économiques

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

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

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

Pour le secteur « Mer du Nord », les ressources éventuelles se trouvent au stade de l'évaluation. La viabilité économique de ces ressources éventuelles n'a pas été déterminée, mais la Société prévoit qu'elle l'évaluera au cours des cinq prochaines années et que le développement de ces ressources éventuelles sera économique dans les conditions du marché actuelles.

Pour le secteur « Autres – International », les ressources éventuelles en Libye associées aux champs producteurs sont économiques, tandis que la viabilité économique des ressources associées aux champs non producteurs n'a

pas encore été déterminée, mais la Société prévoit réaliser les évaluations économiques exhaustives de ces champs au cours des cinq prochaines années.

Éventualités non techniques

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

À la suite de la suspension des activités de Suncor en Syrie, les volumes qui avaient été auparavant classés comme des réserves ont été reclassés comme des ressources éventuelles. Pour que ces ressources soient reclassées comme des réserves, les sanctions qui sont applicables à Suncor et qui ont été imposées en raison de l'agitation politique en Syrie doivent être levées et la conjoncture politique générale doit s'améliorer et se stabiliser de façon que la Société puisse reprendre ses activités en Syrie. De plus, si l'infrastructure, y compris les pipelines et les puits, a été endommagée en raison de l'agitation politique, elle devra être éventuellement reconstruite pour pouvoir reclasser les ressources 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, ainsi que les gouvernements des États-Unis et d'autres territoires étrangers dans lesquels nous exerçons des activités, que les investisseurs dans l'industrie pétrolière et gazière devraient évaluer soigneusement. Toutes les dispositions législatives actuelles sont du domaine public et la Société n'est pas en mesure de prévoir quelles autres dispositions ou modifications législatives pourraient être adoptées. La description qui suit présente certains des aspects principaux des lois, des règlements et des conventions qui régissent les activités de Suncor.

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

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

Le prix du gaz naturel est également fixé par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Le gaz naturel exporté du Canada est assujéti à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier le prix et d'autres modalités avec les acheteurs, à la condition que les contrats d'exportation continuent de respecter certains autres critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Pour ce qui est des contrats d'exportation de gaz naturel (autres que le propane, le butane et l'éthane) d'une durée de plus de deux ans (et d'au plus 25 ans), l'exportateur doit obtenir de l'ONE un permis d'exportation, et la délivrance d'un tel permis nécessite une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil. Les contrats d'exportation de gaz naturel (autres que le propane, le butane et l'éthane) visant des quantités de plus de 30 000 m³/j d'une durée de deux ans au maximum ou les contrats d'exportation visant des quantités de 30 000 m³/j ou moins et d'une durée s'échelonnant entre 2 et 20 ans nécessitent l'obtention d'une ordonnance de l'ONE. Le gouvernement de l'Alberta

réglemente également la quantité de gaz naturel qui peut être extrait de son territoire à des fins d'utilisation à l'extérieur de celui-ci en 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'OPEP, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, les faits nouveaux sur le plan politique, l'approvisionnement en pétrole étranger, le prix des importations étrangères, la disponibilité d'autres sources de carburant et les conditions météorologiques.

Capacité pipelinère

Bien que des travaux de prolongement des pipelines soient en cours, il peut à l'occasion y avoir répartition de la capacité sur les réseaux de pipelines en raison de problèmes d'exploitation de pipelines et de problèmes en aval, qui ont une incidence sur la capacité de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel. De plus, les producteurs de pétrole et de gaz naturel de l'Amérique du Nord, et particulièrement du Canada, reçoivent actuellement des prix réduits pour leur production par rapport à certains prix offerts à l'international en raison des contraintes exercées sur la capacité de transporter ces produits vers les marchés internationaux et d'y vendre ces produits.

Récemment, la capacité pipelinère de soutenir la croissance de l'industrie pétrolière et gazière au Canada a fait l'objet d'un débat politique et environnemental. Suncor soutient le développement responsable d'infrastructures pipelinères supplémentaires qui ouvriraient l'accès à d'autres marchés.

Redevances, mesures incitatives et impôt sur le revenu

Canada

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

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

Le taux de l'impôt fédéral canadien des sociétés prélevé sur le bénéfice imposable s'établissait à 15 % pour le bénéfice provenant d'une entreprise exploitée activement, y compris un bénéfice provenant de ressources. Le taux de l'impôt provincial moyen de Suncor en 2012 était de 10,67 %.

Autres territoires

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

Il n'y a aucune redevance payable sur la production du secteur britannique de la mer du Nord; toutefois, le taux d'imposition des profits sur le pétrole et le gaz naturel est passé de 50 % à 62 % avec prise d'effet le 23 mars 2011

depuis que le gouvernement britannique a annoncé une augmentation de ses frais excédentaires, qui sont passés de 20 % à 32 %.

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

Les sommes présentées dans les états financiers consolidés audités 2012 comme des redevances au titre de la production tirée de nos activités en Libye et en Syrie sont déterminées aux termes de CPP. Les sommes calculées reflètent la différence entre la participation directe de Suncor dans le projet donné et les produits des activités ordinaires nets attribuables à Suncor aux termes des CPP respectifs. Toutes les participations du gouvernement dans ces activités, à l'exception des impôts sur le revenu, sont présentées sous forme de redevances.

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

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

Régime foncier

Au Canada, le pétrole, le bitume et le gaz naturel se trouvant dans l'Ouest canadien appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis d'une durée variable, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel se trouvant dans ces provinces peuvent aussi appartenir au secteur privé et les droits d'exploration et de production de ce pétrole et de ce gaz sont habituellement accordés aux termes de baux selon des modalités négociées. Dans les régions 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.

Dans de nombreux autres territoires étrangers, le pétrole et le gaz naturel appartiennent généralement aux gouvernements nationaux, qui accordent des droits sous forme de licences et de permis d'exploration, de licences de production, de CPP 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 régissent Suncor 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 Suncor obtienne des permis et des licences d'exploitation et imposent certaines normes et mesures de contrôle sur les activités relatives à l'extraction, à l'exploration, au développement et à la production de pétrole et de gaz et au raffinage, à la distribution et à la commercialisation des produits pétroliers et pétrochimiques. Il est généralement nécessaire de faire des évaluations environnementales et d'obtenir des autorisations des autorités de réglementation avant d'entreprendre la plupart des nouveaux grands projets ou d'apporter des changements importants aux exploitations actuelles. En outre, cette législation exige que la Société abandonne et remette en état à la satisfaction des autorités de réglementation l'emplacement des puits et des installations et dans certains cas, cette exigence peut demeurer la responsabilité de la Société même après le dessaisissement d'un actif en faveur d'un tiers. La conformité à ces lois peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et autorisations nécessaires, une responsabilité civile quant aux dommages dus à la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions rigoureuses. Outre ces exigences précises et connues, Suncor prévoit d'autres modifications à la législation environnementale, notamment la future loi sur la pollution de l'air (les critères de contaminants atmosphériques) et les émissions de gaz à effet de serre (GES), qui imposeront de nouvelles exigences aux sociétés qui évoluent dans le secteur de l'énergie.

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

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

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

Changements climatiques

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

Accords et traités internationaux relatifs aux changements climatiques

En 2012, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il n'adhérerait pas à la deuxième période d'engagement du protocole de Kyoto qui débutera en 2013. Le Canada s'est toutefois engagé, aux termes d'une entente intervenue à la Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) ayant eu lieu à Copenhague, au Danemark en 2009 (l'Accord de Copenhague), 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. L'Accord de Copenhague ne comprend pas d'engagements contraignants pour la réduction des émissions de CO₂; il ne prévoit pas non plus de mécanismes de conformité. Le Canada appuie également une initiative issue de la Conférence des parties à la CCNUCC de 2010 tenue à Durban, laquelle engage toutes les parties dans un effort mondial de réduction des GES commençant en 2020. Les négociations concernant la période de cet engagement et les cibles individuelles des pays y afférentes doivent être terminées d'ici 2015.

Réglementation fédérale canadienne sur les GES

Le gouvernement fédéral canadien continue de se pencher sur les émissions de secteurs précis de l'économie et a mis en œuvre jusqu'à maintenant des normes d'émission pour les véhicules concordant avec celles des États-Unis ainsi que des normes de rendement pour le secteur de la production d'énergie électrique thermique. De plus, toujours en s'alignant sur les États-Unis, le Canada a adopté une norme sur les carburants renouvelables, qui exige que l'offre d'essence provienne dans une proportion de 5 % de sources renouvelables comme l'éthanol et que l'offre de diesel provienne dans une proportion de 2 % du biodiésel. Le gouvernement fédéral canadien participe à des négociations avec l'industrie pétrolière et gazière canadienne concernant une réglementation proposée pour le secteur. Il est actuellement prévu que les gouvernements provinciaux concluront des ententes équivalentes pour leur propre réglementation qui tiendront compte de la réglementation fédérale à venir.

Réglementation provinciale canadienne sur les GES

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

En juillet 2007, aux termes du *Specified Gas Emitters Regulation* pris en application de la *Climate Change and Emissions Management Act* (Alberta), les installations émettant plus de 100 000 tonnes d'équivalents CO₂ (« CO_{2e} ») par année sont soumises à des restrictions qui plafonnent l'intensité des émissions (émissions de GES par unité de production) et sont tenues de réduire l'intensité des émissions de 12 % par rapport au niveau de base établi. Les cinq installations exploitées par Suncor en Alberta (usines des Activités de base des Sables pétrolifères, activités du projet MacKay River, activités du projet Firebag, raffinerie d'Edmonton et usine de traitement du gaz naturel Hanlan) sont soumises à cette loi et continuent de s'y conformer. En 2011, le total des coûts engagés pour se conformer à la réglementation albertaine était d'environ 8 M\$ et les objectifs de conformité ont été atteints par la réduction des émissions par unité de production, l'achat et le retrait de crédits compensatoires et les paiements effectués au Climate Change and Emissions Management Fund de l'Alberta (le fonds de technologie de l'Alberta). En mars 2013, Suncor prévoit déposer des rapports de conformité présentant les mesures prises par la Société en 2012 afin de démontrer que chaque installation a soit atteint son objectif en matière d'intensité, soit pris des mesures pour compenser l'intensité de ses émissions. Au cours de la période de conformité allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012, on estime que les frais de Suncor liés à la conformité s'établissent entre 10 M\$ et 15 M\$, d'après un coût de 15 \$/tonne, qui était en vigueur pour 2012. Les frais futurs peuvent être sujets à changement étant donné qu'à la fin de 2011, le *Specified Gas Emitters Regulation* a été modifié par le gouvernement de l'Alberta de sorte que la contribution n'est plus de 15 \$/tonne. La contribution sera plutôt établie sur ordre du ministre.

Plusieurs provinces canadiennes (dont la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec) et certains États américains sont membres de la Western Climate Initiative (WCI), partenariat créé en 2007 pour s'attaquer aux questions relatives aux changements climatiques.

La Colombie-Britannique a instauré une taxe sur le carbone en 2008, dont le montant initial était de 10 \$/tonne de CO_{2e} et qui a grimpé de 5 \$/tonne par an jusqu'en 2012, où elle a atteint le plafond prévu de 30 \$/tonne. Cette taxe sur le carbone est neutre en carbone puisque les produits qu'elle génère sont remis aux contribuables sous forme de réductions d'impôt et elle s'applique à la consommation. Aux termes de ces règlements, les installations de collecte et de production du gaz naturel de Suncor en Colombie-Britannique sont considérées comme une seule installation, qui dépasse globalement le seuil de 100 000 tonnes exigeant que la déclaration des émissions soit vérifiée par des tiers. Les terminaux de distribution de produits raffinés de Suncor en Colombie-Britannique sont tenus de déclarer leurs émissions, mais ils ne dépassent pas le seuil exigeant la vérification par des tiers.

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

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

L'Ontario est également membre de la WCI et a institué un règlement sur la déclaration obligatoire qui débute avec les émissions de 2010 et travaille, de concert avec les parties intéressées, à l'élaboration d'un programme de réduction des GES pour l'industrie ontarienne qui devrait être l'équivalent de la réglementation gouvernementale fédérale.

Réglementation sur les GES des États-Unis

Dans un effort pour bâtir une économie verte, le président des États-Unis a fait la promotion d'une norme en matière d'énergie verte qui réduirait les émissions de GES du secteur de l'énergie et accroîtrait l'utilisation de sources d'énergie plus propres, notamment le gaz naturel, l'énergie nucléaire et le charbon « propre ». En l'absence d'une autre loi fédérale sur les émissions de GES, le président exerce des pressions afin que la U.S. Environmental Protection Agency (l'« EPA ») réglemente les émissions de GES en vertu de la *Clean Air Act* en commençant par le secteur de l'énergie thermique. Les conséquences de la réglementation de l'industrie pétrolière et gazière en vertu de l'EPA et le moment de la mise en œuvre de cette réglementation demeurent inconnus. 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 de CO_{2e} par année), qui vise notamment la raffinerie de Commerce City de Suncor. Suncor s'attend à ce que l'EPA poursuive ces initiatives avec plus d'insistance en 2013 dans la foulée de l'élection présidentielle américaine de 2012.

L'EPA a également exigé l'application des Renewable Fuel Standards², qui encouragent la hausse de la composition en éthanol du carburant, qui passera de sa limite actuelle de 10 % à 15 %. Plusieurs facteurs auront une incidence sur la capacité des raffineurs et des producteurs à se conformer à ces exigences, notamment le délai requis pour le renouvellement du parc, la capacité des stations de détail de fournir à la fois des carburants à 10 % et des carburants à 15 % et la responsabilité inhérente de s'assurer que les consommateurs utilisent le bon type de carburant pour leur véhicule.

L'État de la Californie a promulgué la loi « AB32 », qui prescrit une norme sur les carburants à faible teneur en carbone (NCFTC). En décembre 2011, la Cour de district des États-Unis s'est prononcée contre la NCFTC de la Californie et a affirmé que cette norme contrevenait à la clause sur le commerce de la Constitution des États-Unis. L'État de la Californie a fait appel de ce jugement et attend l'issue de cet appel.

Réglementation internationale

La phase III (2008-2012) du Système d'échange des quotas d'émission de l'Union européenne (le Système), qui devrait débuter en 2013 et se poursuivre jusqu'en 2020, a une incidence sur les actifs 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 comportera une période de transition entre l'attribution gratuite et la vente aux enchères des crédits.

Utilisation des terrains

En 2012, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le LARP, qui traite des restrictions de l'utilisation des terrains dans la région albertaine du Lower Athabasca, ce qui comprend les concessions pour le secteur des Sables pétrolifères de Suncor. Le LARP, qui a été mis au point dans le cadre du Land-Use Framework (LUF) en vertu de la *Land Stewardship Act* (Alberta), identifie de nouvelles zones de conservation et établit de nouveaux cadres de gestion afin d'assurer la qualité continue de l'air, de l'eau de surface et de l'eau souterraine. Les nouvelles zones de conservation ne chevauchent aucune des concessions de Suncor. Les cadres de gestion établissent en bonne et due forme un certain nombre d'outils réglementaires qui sont déjà utilisés par le gouvernement pour gérer les aspects environnementaux du développement des sables pétrolifères, y compris la gestion régionale des effets cumulatifs sur l'environnement, et peuvent exiger que Suncor participe davantage à l'évaluation des questions environnementales. Les cadres de gestion touchent les aspects suivants :

- **Qualité de l'air.** Le cadre de gestion a été conçu pour conserver la flexibilité et pour gérer les effets cumulatifs du développement sur la qualité de l'air au sein de la région en établissant des mécanismes de déclenchement et des limites pour le dioxyde d'azote (NO₂) et le dioxyde de soufre (SO₂). Le cadre de gestion comprend des mécanismes de déclenchement et des limites pour la qualité de l'air ambiant. Des mesures réglementaires seront prises lorsque les mécanismes de déclenchement ou les limites seront atteints ou dépassés.
- **Qualité de l'eau de surface.** Le cadre de gestion s'ajoute à la législation provinciale existante et aux politiques existantes sur la qualité de l'eau sans les remplacer et délimite la surveillance et la gestion à long terme des changements cumulatifs dans la qualité de l'eau au bas de la rivière Athabasca. Le cadre prévoit des limites et des mécanismes de déclenchement relatifs à la qualité pour divers indicateurs, établis en fonction des lignes directrices de l'Alberta, du Conseil canadien des ministres de l'Environnement, de Santé Canada et de l'EPA des États-Unis. Des mesures réglementaires seront prises lorsque les mécanismes de déclenchement ou les limites seront atteints ou dépassés.

- **Eau souterraine.** Le cadre de gestion vise à gérer les ressources d'eau souterraine non saline de façon durable et à protéger les ressources de la contamination et de la surutilisation. Il vise à assurer la détection en temps opportun de changements clés aux indicateurs et décrit les mesures de gestion qui seront prises si les mécanismes de déclenchement ou les limites, notamment des indicateurs propres au site, sont atteints ou dépassés.

Remise en état et résidus

En février 2009, l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta a publié la directive 74 intitulée « Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes ». La directive établit des critères de rendement des activités liées aux résidus ainsi que des exigences d'approbation, de suivi et de déclaration relativement aux bassins de résidus et aux plans d'utilisation des résidus. La nouvelle stratégie de gestion des résidus de Suncor, TRO_{MC}, a été approuvée par l'ERCB en juin 2010. Le plan de mine de Suncor vise à faciliter la mise en œuvre du procédé TRO_{MC} en prévoyant de l'espace pour le séchage des résidus et en assurant une capacité de stockage adéquate et en temps opportun pour les résidus d'extraction provenant des secteurs Millennium et North Steepbank. Le plan de gestion des résidus de Syncrude a été approuvé par l'ERCB en 2010 et prévoit une approche comportant plusieurs volets qui comprend le recouvrement avec de l'eau douce, une technologie des résidus composites (accélère la solidification des résidus par l'ajout d'additifs) et la séparation de l'eau et des résidus au moyen de centrifugeuses.

Le gouvernement de l'Alberta a également mis en place le programme de sécurité financière des mines (Mine Financial Security Program (MFSP)), selon lequel les sociétés de sables pétroliers sont responsables de tous les aspects de la remise en état et des travaux de remise en état en surface à leurs mines et demeurent responsables du site jusqu'à ce qu'un certificat de remise en état ait été délivré par le gouvernement. Le MFSP exige un montant de base de garantie pour chaque projet sous forme de lettres de crédit, qui fourniraient les fonds nécessaires pour sécuriser le site. D'autres garanties sont nécessaires dans d'autres situations, comme l'omission de se conformer aux plans de remise en état en vigueur ou lorsque la durée de vie restante estimative relative à la production de la mine atteint certains niveaux; toutefois, Suncor n'est pas tenue de fournir des garanties supplémentaires. Le MFSP a été conçu par le gouvernement albertain de façon à inclure un examen périodique du programme attestant de son fonctionnement adéquat et permettant la détection rapide des risques éventuels. Un examen est prévu en 2013.

Fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est le procédé qui consiste à pomper un fluide ou un gaz sous pression dans un puits, ce qui cause le craquage ou la fracturation de la roche environnante. Le fluide, habituellement composé d'eau, de sable, de produits chimiques et d'autres additifs, se répand dans les craquelures tandis que le sable sert à empêcher que celles-ci ne se referment et permet la récupération du gaz naturel ou des liquides. Les fluides de fracturation sont ramenés à la surface au moyen du trou de forage et sont entreposés en vue de leur utilisation ou de leur évacuation future conformément à la réglementation régionale, ce qui peut comprendre leur injection dans des puits souterrains.

Le gouvernement du Canada supervise l'utilisation de produits chimiques au moyen de son Plan de gestion des produits chimiques et de son Programme des substances nouvelles. Certaines provinces exigent que le détail des fluides utilisés pour la fracturation soit soumis aux organismes de réglementation. En Alberta, l'ERCB exige que de l'information soit soumise concernant la quantité de fluides et d'additifs pour toutes les activités de fracturation, et les autres provinces du Canada appliquent des exigences de communication d'information similaires ou ont indiqué qu'elles le feront à l'avenir.

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

Initiatives de collaboration de l'industrie

Pour les questions environnementales, la nécessité pour les sociétés énergétiques de collaborer davantage les unes avec les autres et avec leurs intervenants respectifs est une question d'importance névralgique pour l'industrie des sables pétroliers.

Dans le cadre de l'Oil Sands Leadership Initiative (OSLI), Suncor travaille en étroite collaboration avec des sociétés partageant la même philosophie afin d'apporter des améliorations tangibles à la performance environnementale, sociale et économique de l'industrie des sables pétrolifères. Ces sociétés se sont réunies afin de mettre en commun leurs ressources et leur expertise. L'OSLI est actuellement axée sur l'aménagement du territoire, l'utilisation de l'eau, l'innovation technologique et les collectivités durables.

En 2012, Suncor a travaillé avec d'autres sociétés à la création de la Canada's Oil Sands Innovation Alliance (COSIA), qui s'engage, par une action concertée, à accélérer l'amélioration de la performance environnementale, en ce qui concerne notamment les résidus, l'eau, les terres et les émissions de GES. La COSIA prendra appui sur le travail de l'OSLI et d'autres réseaux de partenariat pour partager des connaissances et du savoir-faire sur les nouvelles technologies et innovations en matière de performance environnementale.

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

Engagement de Suncor en matière de développement durable

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

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

Le comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable du conseil d'administration se réunit trimestriellement pour examiner l'efficacité avec laquelle Suncor remplit ses obligations en matière d'ESS. Le comité examine également l'efficacité avec laquelle Suncor établit des politiques appropriées en matière d'ESS, 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 ce comité afin de mettre en œuvre ces politiques et d'assurer leur respect.

FACTEURS DE RISQUE

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

Volatilité des prix des marchandises et écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd

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

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

Suncor prévoit une hausse de la production de bitume dans les années à venir, en raison principalement de la production croissante de Firebag. Étant donné son faible degré de viscosité, le bitume est mélangé à un diluant léger ou à du PBS et vendu sous forme de pétrole brut lourd. Les marchés pour le pétrole brut lourd sont plus restreints que ceux pour le pétrole brut léger, ce qui les rend plus vulnérables aux fluctuations de l'offre et de la demande et aux déséquilibres entre l'offre et la demande (en raison de contraintes liées aux pipelines ou d'autres facteurs). Les prix du pétrole brut lourd sont généralement inférieurs à ceux du pétrole brut léger, en raison principalement de la qualité et de la valeur inférieures du rendement du produit raffiné et des coûts supérieurs engagés pour le transport par pipeline d'un produit plus visqueux, et cet écart de prix peut être amplifié par les déséquilibres entre l'offre et la demande, comme ce fut le cas au cours des douze derniers mois, en raison principalement des contraintes liées aux pipelines et de l'incapacité de commercialiser efficacement les produits. L'écart de prix entre le pétrole brut léger et le WCS est particulièrement important pour Suncor. Le prix du WCS est influencé par les facteurs entourant l'offre et la demande régionales, comme la disponibilité et le prix du diluant, et par l'accessibilité par pipeline à des marchés primaires et le coût pour y accéder. Pour les raisons indiquées ci-dessus, l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le WCS en 2012 représentait l'écart le plus marqué depuis 2008. Les écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd à venir sont incertains et le creusement continu de ces écarts pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, spécialement l'obtention de prix pour le WCS et le bitume que Suncor n'est pas en mesure de valoriser ou de traiter à ses raffineries.

Les prix et les marges de raffinage des produits pétroliers raffinés sont également touchés, entre autres, par les prix du pétrole brut, la disponibilité du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, les niveaux des stocks de produits raffinés, la disponibilité des raffineries régionales, la concurrence sur le marché et d'autres facteurs régionaux. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont touchés principalement par l'offre et la demande et par les prix des sources d'énergie alternatives. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner une grande volatilité des prix.

Les prix des marchandises et les marges de raffinage ont connu de fortes fluctuations au cours des dernières années. Étant donné la récente incertitude économique mondiale, nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues à l'égard des prix des marchandises à court terme. Le fait que la production de sables pétrolifères ait un accès restreint au marché en raison d'une capacité de transport par pipeline insuffisante, la croissance de la production intérieure et les interruptions observées dans les raffineries contribuent au risque d'accroissement des écarts de prix ou d'interruption de la production, qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. De plus, les producteurs pétroliers et gaziers de l'Amérique du Nord, particulièrement du Canada, reçoivent actuellement des prix inférieurs pour leur production par rapport à certains prix offerts à l'échelle internationale en raison des contraintes touchant la capacité de transport et de vente de ces produits sur les marchés internationaux. L'incapacité

de mettre fin à ces contraintes pourrait faire en sorte que les producteurs pétroliers et gaziers comme Suncor touchent des prix réduits ou inférieurs sur une base continue. Une période prolongée de faibles prix pourrait avoir une incidence sur la valeur de nos actifs en amont et en aval et sur le niveau des dépenses affectées à des projets de croissance et pourrait entraîner une réduction de la production tirée de certains terrains et/ou une baisse de la valeur comptable de ces terrains. Par conséquent, les faibles prix des marchandises, en particulier du pétrole brut, pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor et pourraient également conduire à des baisses de valeur ou à des radiations d'actifs ou de projets en développement de Suncor.

Politique gouvernementale

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

Des modifications des politiques ou de la réglementation gouvernementales ou de leur interprétation ont une incidence directe sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor, comme en témoignent des initiatives comme le programme d'examen des redevances gouvernementales de l'Alberta en 2007 et, plus récemment, les sanctions commerciales imposées en Libye (qui ont depuis été levées) et en Syrie par des gouvernements internationaux, dont le Canada, de même que l'accroissement des taxes sur la production au Royaume-Uni. Les modifications des politiques ou de la réglementation gouvernementales peuvent également avoir une incidence indirecte sur Suncor, dont l'opposition aux nouveaux réseaux nord-américains de pipelines, comme les pipelines proposés Keystone XL ou Northern Gateway, ou une incidence cumulative au fil du temps, par le resserrement de la réglementation environnementale ou l'adoption de régimes d'imposition ou de redevances défavorables. Le résultat de ces modifications peut également mener à des frais supplémentaires liés à la conformité et à niveaux supplémentaires de personnel et de ressources et augmenter également l'exposition aux autres principaux risques de Suncor, dont la non-conformité en matière d'environnement ou de sécurité et l'obtention de permis.

Réglementation environnementale

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

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

- les effets régionaux cumulatifs possibles du développement des sables pétrolifères;
- la fabrication, l'importation, l'entreposage, le traitement et l'élimination des déchets et des substances industriels ou dangereux;
- le besoin de réduire ou de stabiliser diverses émissions dans l'atmosphère;
- les prélèvements et l'utilisation d'eau et les rejets dans l'eau;
- l'utilisation de la fracturation hydraulique pour faciliter la récupération et la production de pétrole et de gaz naturel;

- les questions portant sur la remise en état des terrains, la restauration des sols et la protection de l'habitat des espèces sauvages;
- la reformulation de l'essence pour favoriser une diminution des émissions provenant des véhicules;
- le calcul et la réglementation, par un État américain ou par le gouvernement fédéral américain, de la teneur en carbone du carburant pendant la vie utile de ce dernier;
- les règlements ou les politiques des gouvernements étrangers ou d'autres organisations étrangères visant à limiter les achats de pétrole produit à partir de sources non classiques, comme les sables pétrolifères.

Réglementation en matière de changements climatiques

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

Dans le cadre de sa planification continue des activités, Suncor évalue les coûts potentiels liés aux émissions de CO₂ dans son évaluation de projets futurs, en fonction de la compréhension actuelle de la Société des règlements à venir et possibles en matière de GES. Les États-Unis et le Canada ont indiqué que les politiques en matière de changements climatiques qui pourraient être mises en œuvre tenteront d'équilibrer les préoccupations relatives à l'économie, à l'environnement et à la sécurité énergétique. À l'avenir, la Société s'attend 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 sa stratégie, en utilisant un éventail de coûts de base de 15 \$ à 60 \$ la tonne de CO₂ équivalent appliqué à différentes politiques de réglementation et de sensibilisation aux prix.

Le gouvernement fédéral canadien a indiqué qu'il privilégiait une approche par secteur plutôt qu'une réglementation en matière de changements climatiques; toutefois, on ne connaît pas avec certitude la forme que prendra la réglementation pour le secteur pétrolier et gazier ni le type de mécanismes de conformité dont disposeront les grands émetteurs. À l'heure actuelle, la Société estime qu'il est impossible de prédire la nature des exigences ou l'incidence sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor. L'incidence des règlements en voie d'élaboration ne peut être quantifiée à l'heure actuelle en l'absence de renseignements détaillés sur le fonctionnement des mécanismes.

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

Remise en état

Il existe des risques associés spécifiquement à la capacité de la Société de remettre en état les bassins de résidus contenant de fins résidus mûrs avec le procédé TRO_{MC} ou d'autres méthodes et technologies. Suncor s'attend à ce que le procédé TRO_{MC} aide la Société à remettre en état les bassins de résidus en réduisant les résidus. Le succès du procédé TRO_{MC} ou des autres méthodes technologiques et le temps nécessaire pour remettre en état les bassins de résidus pourraient faire augmenter ou diminuer les estimations des frais de mise hors service et de restauration de Suncor. L'omission ou l'incapacité de la Société à mettre adéquatement en œuvre ses plans de remise en état pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Land-Use Framework de l'Alberta

Le LUF de l'Alberta a été mis en œuvre en vertu de l'*Alberta Land Stewardship Act* (ALSA), qui établit l'approche mise de l'avant par le gouvernement de l'Alberta pour gérer les terrains et les ressources naturelles de l'Alberta afin d'atteindre des objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. L'ALSA envisage de modifier ou d'éteindre des consentements accordés antérieurement comme des permis, licences, approbations et autorisations réglementaires afin de respecter ou de maintenir un objectif ou une politique résultant de la mise en œuvre d'un plan régional.

Le 22 août 2012, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le LARP, premier plan régional établi dans le cadre du LUF. Le LARP établit de nouveaux cadres de gestion pour l'air, les terrains, l'eau et la biodiversité qui intégreront des limites et des mécanismes de déclenchement cumulatifs, ainsi que le repérage des zones de conservation, de tourisme et de récréation.

L'application et le respect des dispositions du LARP pourraient avoir une incidence défavorable sur nos terrains et nos projets actuels dans le nord de l'Alberta en raison notamment des limites et seuils environnementaux. Comme le plan est de nature cumulative, l'incidence du LARP sur les activités de Suncor pourrait échapper au contrôle de la Société, car les activités de Suncor pourraient être touchées si des restrictions sont imposées en raison des effets cumulatifs du développement dans la région et non seulement en ce qui concerne l'effet direct de Suncor.

Permis d'utilisation d'eau accordés par Alberta Environment

Nous dépendons actuellement de l'eau douce, qui est obtenue aux termes de permis accordés par Alberta Environment, aux fins de l'approvisionnement en eau, à usage domestique et général, dans notre secteur Sables pétroliers. Rien ne garantit que les permis d'utilisation d'eau ne seront pas annulés ou que des conditions supplémentaires ne leur seront pas ajoutées. Rien ne garantit que la Société ne devra pas payer pour utiliser de l'eau à l'avenir ou, le cas échéant, que les tarifs demandés seront raisonnables. De plus, l'expansion des projets de la Société dépend de l'obtention de permis pour l'utilisation de volumes d'eau supplémentaires, et rien ne garantit que ces permis seront accordés à des conditions favorables pour Suncor ou même qu'ils seront tout simplement accordés ou encore que les volumes d'eau supplémentaires seront en fait disponibles pour être utilisés aux termes de ces permis.

Impôts sur le revenu

En janvier 2013, la Société a reçu une lettre de proposition de l'Agence du revenu du Canada (ARC) concernant le traitement fiscal des pertes subies en 2007 au règlement des contrats dérivés de Buzzard. La Société est en vif désaccord avec la position de l'ARC et répondra à la lettre de proposition; toutefois, l'ARC pourrait émettre un avis de nouvelle cotisation qui majorerait le montant payable d'environ 1,2 G\$. La Société est fermement convaincue qu'elle pourra défendre avec succès sa position initiale et, ainsi, qu'aucun impôt sur le revenu supplémentaire ne sera payable au bout du compte par suite des mesures de l'ARC. Cependant, malgré la présentation d'une opposition contestant cette affaire, la Société serait tenue d'effectuer un versement minimal correspondant à 50 % du montant payable aux termes de l'avis de nouvelle cotisation, estimé à 600 M\$, versement qui restera au compte jusqu'au règlement du différend.

Redevances

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

- Pour les activités minières du secteur Activités de base des Sables pétroliers de Suncor, la MEB de Suncor est fondée sur les modalités de la CMR de Suncor, qui modifie l'application de la MEB de Suncor en exigeant des rajustements supplémentaires relatifs à la qualité et au transport. Suncor a déposé des avis de non-conformité auprès du gouvernement albertain, faisant valoir que des rajustements raisonnables relatifs à la qualité dans le calcul de la valeur de la MEB de Suncor n'avaient pas été considérés par le gouvernement de l'Alberta comme l'autorisait la CMR de Suncor. Suncor a également déposé auprès du gouvernement de l'Alberta un avis annonçant le début des procédures d'arbitrage aux termes de la CMR de Suncor. Les copropriétaires de Syncrude ont également déposé un avis de non-conformité à l'égard de l'établissement de la valeur du bitume aux termes de ses conventions de 2008 avec le gouvernement albertain.
- Suncor a également porté en appel le rejet de certains coûts aux termes du nouveau régime de redevances en Alberta et de certains coûts aux termes d'ententes de redevances à Terre-Neuve-et-Labrador, comme les primes d'assurance.

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

Exploitations à l'étranger

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

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

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

En réponse aux sanctions internationales et à l'escalade de l'agitation politique en Syrie, Suncor a déclaré une situation de force majeure en décembre 2011, a retiré ses employés expatriés et a cessé d'enregistrer une production en Syrie. Depuis ce temps, les perspectives d'une reprise des activités de la Société en Syrie ne se sont pas améliorées. Suncor a donc enregistré des charges au titre de la moins-value sur ses actifs en Syrie en 2012. Rien ne garantit que les activités de Suncor en Syrie reprendront ou retourneront à leurs niveaux antérieurs ou le moment où elles le feront.

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

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

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

De façon générale, les activités de Suncor sont soumises à des dangers et à des risques liés à l'exploitation comme les incendies, les explosions, les éruptions, les pannes de courant, les conditions hivernales rigoureuses et la migration de substances dangereuses comme les déversements de pétrole, les fuites de gaz ou le rejet de résidus dans les réseaux d'alimentation en eau, qui peuvent tous causer des interruptions des activités, des lésions

corporelles, la mort, des dommages aux biens, à l'équipement, à l'environnement et aux systèmes de technologie de l'information ainsi qu'aux systèmes de données et de contrôle connexes.

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

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

En outre, certaines des activités de Suncor 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. Les perturbations de service des pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix réalisés par Suncor, les activités de raffinage et les volumes des ventes ou limiter notre capacité à livrer la production. Ces interruptions pourraient être causées par l'incapacité du pipeline de fonctionner ou par l'approvisionnement excédentaire du système qui excède la capacité du pipeline. Rien ne garantit que des contraintes d'exploitation à court terme sur les réseaux de pipelines découlant de l'interruption des pipelines et/ou de l'offre accrue de pétrole brut ne surviendront pas. De plus, les arrêts ou les fermetures prévues ou imprévues peuvent limiter notre capacité à livrer des charges d'alimentation. Tous ces événements pourraient avoir des incidences défavorables sur les ventes et les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Pour le secteur Sables pétrolifères de Suncor, l'exploitation minière du minerai des sables pétrolifères, l'extraction du bitume du minerai foré, la production de bitume au moyen de méthodes *in situ* et la valorisation de ce bitume pour en faire du PBS et d'autres produits comportent certains risques et incertitudes. Le secteur Sables pétrolifères peut subir des pertes de production ou faire l'objet de ralentissements, d'arrêts d'exploitation ou de restrictions quant à notre capacité de produire des produits à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de leurs systèmes constituants. Grâce à ses projets de croissance, la Société s'attend à réduire davantage les effets défavorables des systèmes interdépendants et à réduire les incidences sur la production et les flux de trésorerie de fermetures complètes d'usines. Par exemple, la Société prévoit que le MNU stabilisera les procédés de valorisation secondaire en procurant de la flexibilité pendant les travaux de maintenance prévus ou imprévus.

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

Le secteur Exploration et production de Suncor inclut le forage au large de Terre-Neuve-et-Labrador et dans la mer du Nord au large du Royaume-Uni et de la Norvège, régions sujettes aux ouragans et à d'autres conditions climatiques violentes. Les installations de forage dans ces régions sont susceptibles de subir des dommages ou une perte totale causés par ces tempêtes, dont certaines pourraient ne pas être couvertes par les assurances. Il peut être plus difficile et long de remédier à la conséquence d'événements catastrophiques, comme des explosions, survenant dans les activités extracôtières. La survenance de ces événements pourrait entraîner la suspension des activités de forage, occasionner des dommages ou la destruction du matériel utilisé et blesser ou causer la mort du personnel des installations. La correction de ces événements pourrait être touchée de façon défavorable par la profondeur de l'eau, la pression de l'eau et les basses températures enregistrées dans l'océan, les pénuries d'équipement et les spécialistes qui sont tenus de travailler dans ces conditions ou l'absence de technologies adéquates pour remédier aux événements. Des dommages à l'environnement, particulièrement par le biais de déversements de pétrole, d'incendies non maîtrisés ou de décès, pourraient découler de ces activités extracôtières.

Les activités extracôtières de Suncor pourraient subir l'incidence des gestes posés par les sous-traitants et les mandataires de Suncor qui pourraient donner lieu à des événements catastrophiques similaires à leurs installations, ou pourraient être indirectement touchées par des événements catastrophiques aux exploitations extracôtières de tiers. Dans tous les cas, ces situations pourraient entraîner l'engagement de responsabilité, causer des dommages au matériel de la Société ou des préjudices à certaines personnes, obliger la Société à fermer ses installations ou à cesser ses activités, ou entraîner une pénurie de matériel approprié, ou les experts nécessaires à la réalisation des activités prévues pourraient venir à manquer.

En particulier, les activités de la Côte Est du Canada pourraient être touchées par des tempêtes hivernales, la banquise, les icebergs et le brouillard. Pendant la saison des tempêtes hivernales (d'octobre à mars), la Société pourrait devoir réduire les taux de production à ses installations extracôtières par suite d'une capacité d'entreposage limitée et de l'incapacité à décharger les pétroliers navettes en raison des entraves posées par la hauteur des vagues. Pendant le printemps, la banquise et les icebergs qui dérivent dans la zone de nos installations extracôtières ont entraîné la fermeture préventive de la production d'un navire de PSD et des délais de forage. À la fin du printemps et au début de l'été, le brouillard touche également notre capacité à transférer du personnel vers les installations extracôtières par hélicoptère. En 2012, les conditions climatiques rigoureuses ont retardé les efforts de la Société visant à raccorder les conduites d'écoulement aux centres de forage de Terra Nova après un programme d'entretien des quais pour le PSD.

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

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

Non-respect de la réglementation en matière de GES

La Société est soumise à un grand nombre de règlements en matière de GES en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis et du Royaume-Uni ainsi que d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux, dont certains sont décrits à la rubrique « Situation dans l'industrie – Réglementation environnementale » de la présente notice annuelle. L'omission de se conformer à cette réglementation pourrait mener à l'imposition d'importantes amendes et pénalités, à une réprobation, à l'obligation d'acquitter des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi qu'à la perte de licences et de permis d'importance, ce qui pourrait avoir également une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. La conformité peut être touchée par la perte d'employés compétents ainsi que par le caractère inadéquat des procédures internes et d'audit de conformité.

Risque associé à l'exécution des projets

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

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

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

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

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

De plus, certains risques sont associés à la mise en œuvre de nos projets d'exploration, de production et de raffinage. Ces risques comportent notamment les suivants :

- notre capacité à obtenir les approbations environnementales et réglementaires requises;
- les risques relatifs aux échéanciers, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et les coûts des matériaux, de l'équipement et des travailleurs compétents;
- l'incidence de la conjoncture économique générale, commerciale et boursière;
- l'incidence des conditions météorologiques;
- l'exactitude des estimations des coûts du projet;
- notre capacité à financer la croissance;
- notre capacité à repérer ou à réaliser des opérations stratégiques;
- l'effet de la réglementation gouvernementale et des attentes du public changeantes concernant l'impact du développement des sables pétrolifères sur l'environnement;
- le fait que la mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein de notre base d'actifs existante pourrait retarder l'atteinte et le respect de principes directeurs, de cibles et d'objectifs.

L'incapacité de faire avaliser ou de construire un projet pourrait entraîner des coûts supplémentaires, y compris des frais d'abandon et de remise en état, pour la fermeture du projet, et ces coûts pourraient être importants pour Suncor.

Réputation d'entreprise

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

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

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

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

Approbatons de permis

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

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

Compétences et pénurie de ressources

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

Capacité de changement

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

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

Gestion des coûts

Les sables pétrolifères, qui nécessitent des travaux d'exploitation, de valorisation et de récupération *in situ*, coûtent plus chers à développer et à produire que la plupart des principales réserves d'hydrocarbures classiques. Suncor est exposée au risque d'escalade de ses frais d'exploitation tant dans ses activités relatives aux sables pétrolifères que dans ses autres activités, ce qui pourrait réduire la rentabilité et les flux de trésorerie qui auraient été affectés par ailleurs à la croissance ou au versement de dividendes, et au risque de devoir engager d'importantes dépenses en immobilisations pour ces projets, ce qui pourrait restreindre la capacité de Suncor de réaliser des projets de grande qualité qui comportent des frais d'exploitation inférieurs. Les facteurs contribuant à ces risques comprennent notamment la pénurie de compétences et de ressources, le succès à long terme des technologies existantes et des nouvelles technologies *in situ* ainsi que la caractérisation de la géologie et des réserves *in situ* qui pourraient mener à des RVP plus élevés et à une production inférieure.

Gestion par des copropriétaires

Suncor a conclu des arrangements conjoints et d'autres ententes contractuelles avec des tiers concernant certains de ses projets où d'autres entités exploitent des actifs dont Suncor est propriétaire ou dans lesquels elle a des intérêts. La dépendance de Suncor envers ses copropriétaires et sa capacité restreinte d'influencer les activités et les coûts connexes pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor. Le succès des activités de Suncor se rapportant à des actifs et à des projets exploités par des tiers ou développés conjointement avec des tiers et le moment où elles auront lieu dépendent d'un certain nombre de facteurs qui échappent au contrôle de Suncor, notamment le moment où elle engagera des dépenses en immobilisations et le montant de celles-ci, le moment où elle engagera des frais d'exploitation et des frais d'entretien et le montant de ceux-ci, l'expertise, les ressources financières et les pratiques de gestion des risques de l'exploitant, l'approbation des autres participants et le choix de la technologie.

Ces copropriétaires pourraient avoir des objectifs et des intérêts qui ne coïncident pas avec les intérêts de Suncor et qui pourraient être en conflit avec ceux-ci. D'importantes décisions d'investissement visant les arrangements conjoints peuvent exiger que les copropriétaires se mettent d'accord, tandis que certaines décisions d'exploitation peuvent être prises uniquement au gré de l'exploitant des actifs applicables. Même si les partenaires cherchent généralement à atteindre un consensus relativement aux principales décisions concernant la direction et l'exploitation des actifs et le développement des projets, rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures des parties relativement à ces actifs et projets seront comblées de façon satisfaisante ou en temps opportun. L'incapacité de répondre de façon satisfaisante aux demandes ou aux attentes de toutes les parties pourrait influencer notre participation à l'exploitation de ces actifs ou au développement de ces projets, notre capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou le moment d'entreprendre diverses activités. De plus, des conflits pourraient survenir relativement à l'échéancier et/ou aux engagements en matière d'immobilisations relativement aux projets qui sont développés conjointement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur le développement de ces projets et sur l'entreprise et les activités de Suncor.

Fluctuations des taux de change

Nos états financiers consolidés audités 2012 sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de pétrole et de gaz naturel reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. La Société a également contracté des prêts de montants importants en dollars américains. Les résultats de Suncor peuvent donc être considérablement influencés par les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. La Société entreprend également des activités administrées par ses filiales internationales, de sorte que, dans une moindre mesure, les résultats de Suncor peuvent être touchés par les taux de change entre le dollar canadien et l'euro et entre le dollar canadien et la livre sterling. Ces taux de change pourraient varier considérablement et pourraient donner lieu à une exposition aux devises favorable ou défavorable, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Dépendance à l'égard d'employés clés

Notre réussite dépend, dans une grande mesure, de certains employés clés. La perte des services de ces employés pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. L'apport des membres de l'équipe de direction actuelle aux activités à court et à moyen termes de la Société 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.

Relations de travail

Les employés horaires de nos installations du secteur Sables pétrolifères situées près de Fort McMurray, en Alberta, de toutes nos raffineries, de certaines de nos exploitations de fabrication de lubrifiants, de certaines de nos exploitations de terminal et de distribution et de notre navire de PSD utilisé à l'égard du champ pétrolifère Terra Nova sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 30 % de nos employés sont membres du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier. Toute interruption de travail qui viserait nos employés, des corps de métier contractuels travaillant à nos projets ou installations ou des installations détenues en propriété conjointe exploitées par une autre entité pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

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 terrains, l'effet présumé de la réglementation des organismes gouvernementaux, les hypothèses en matière de prix, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, les redevances futures, les frais d'exploitation futurs et les taux de rendement de la production valorisée de pétrole brut synthétique provenant du bitume, qui peuvent tous différer sensiblement des résultats réels. L'exactitude des estimations des réserves et des ressources relève de l'interprétation et d'un jugement et est fonction de la qualité et de la quantité des données existantes, qui ont pu être recueillies avec le temps.

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

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

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

Nécessité de remplacer les réserves classiques

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

Récupération *in situ* et autre risque lié à la technologie

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

Les techniques de DGMV qui sont actuellement utilisées pour la récupération *in situ* de pétrole lourd et de bitume nécessitent beaucoup d'énergie, et, par conséquent, une forte consommation de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire la vapeur utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur nécessaire au procédé de production peut également varier et avoir une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut en outre influencer sur le calendrier et les niveaux de production au moyen de cette technologie.

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

La nature des activités de commerce d'énergie et de gestion des risques de Suncor, qui peuvent utiliser des instruments dérivés financiers pour couvrir les prix de ses marchandises et d'autres risques du marché, crée une exposition à des risques financiers importants, qui comprennent notamment les suivants :

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

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

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

Les conditions des instruments financiers dérivés peuvent également limiter l'avantage provenant de fluctuations favorables des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des devises et pourraient entraîner des pertes financières ou des pertes d'occasions en raison des engagements de livraison, des taux de redevances et des risques de contrepartie associés aux contrats.

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

Contrôles

En fonction de leurs évaluations effectuées au 31 décembre 2012, 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, en sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)), sont efficaces et permettent de faire en sorte que l'information que la Société doit présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis 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 2012, 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 2012 qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence importante sur les contrôles internes de la Société en matière de présentation de l'information financière. La direction continuera à évaluer de façon périodique les contrôles et procédures en matière de présentation de l'information et le contrôle interne en matière de présentation de l'information financière de la Société et apportera à l'occasion les modifications qu'elle estime nécessaires.

En raison de l'agitation ayant eu lieu en Libye et des événements en cours en Syrie, Suncor n'est pas en mesure de surveiller l'état de tous ses actifs dans ces pays et ignore entre autres si certaines installations ont été endommagées. Suncor évalue constamment les contrôles en place dans ces pays dans la mesure permise par les lois applicables et estime que les changements survenus dans ces pays n'ont pas eu d'incidence importante sur les contrôles internes généraux de la Société en matière de présentation de l'information financière.

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

Dividendes

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

Risque lié aux taux d'intérêt

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

Marchés financiers

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

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

Au 31 décembre 2012, nous disposions d'un crédit inutilisé d'environ 4,7 G\$ aux termes de nos facilités de crédit bancaires. Compte tenu des espèces et des quasi-espèces que nous détenons à l'heure actuelle et des flux de trésorerie que nous prévoyons tirer de l'exploitation, nous estimons que nous avons suffisamment de fonds pour financer nos dépenses en immobilisations prévues pour 2013. Si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation étaient inférieurs à ce qui est prévu, si les dépenses en immobilisations de 2013 excédaient les estimations actuelles, ou encore si nous devions engager des frais imprévus importants liés au développement ou à l'entretien de nos actifs actuels, Suncor pourrait devoir réévaluer son programme d'immobilisations ou trouver du financement additionnel. Si nous choisissons de ne pas obtenir le financement nécessaire à la mise en œuvre de nos programmes de dépenses en immobilisations, cela pourrait se traduire par un retard dans l'évolution prévue de la production provenant de nos exploitations, une immobilisation importante de capitaux et une augmentation des coûts liés au maintien de la mise en veilleuse des projets. Si nous choisissons de trouver du financement supplémentaire, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos notes de solvabilité. L'un de ces événements pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Émission de titres d'emprunt et clauses restrictives

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

Suncor dispose actuellement de facilités de crédit de 6,3 G\$ (dont 4,7 G\$ sont inutilisés); la majorité d'entre elles expireront en 2016 et le reste expirera en 2013 et en 2014 ou sur demande. Au 31 décembre 2012, la dette totale de Suncor était de 11,0 G\$. Nous sommes tenus de nous conformer à des engagements financiers et en matière d'exploitation aux termes de ces facilités de crédit et de ces titres de créance. Nous examinons régulièrement ces engagements à la lumière des résultats réels et prévus et avons le pouvoir d'effectuer des changements à nos programmes d'expansion, à notre structure du capital et/ou à notre politique en matière de dividendes afin de nous conformer aux engagements pris aux termes des facilités de crédit. Si Suncor ne se conforme pas aux engagements contractés aux termes de ses facilités de crédit et de ses titres d'emprunt, un remboursement pourrait être requis et/ou l'accès de la Société aux capitaux pourrait être restreint ou être disponible uniquement à des conditions défavorables, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

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

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

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

de notre stratégie d'affaires et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation de liquidité et de capital.

Concurrence

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

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

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

Revendications territoriales

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

DIVIDENDES

Le conseil d'administration de Suncor a établi une politique de versement trimestriel des dividendes. Nous examinons à l'occasion notre politique en matière de dividendes en regard de notre situation financière, des besoins de financement aux fins de la croissance, des flux de trésorerie et d'autres facteurs que notre conseil d'administration juge pertinents. Le conseil de la Société a approuvé une augmentation du dividende trimestriel, qui est passé de 0,11 \$ par action à 0,13 \$ par action au deuxième trimestre de 2012. Les dividendes sont payés lorsque le conseil en déclare sous réserve des lois applicables. Le tableau qui suit présente le montant des dividendes par action ordinaire que nous avons versés aux actionnaires au cours des trois derniers exercices.

Exercice terminé le 31 décembre	2012	2011	2010
Dividendes en espèces par action ordinaire (\$)	0,50	0,43	0,40

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

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

Au 31 décembre 2012, il y avait 1 523 056 848 actions ordinaires émises et en circulation. À la connaissance du conseil d'administration et des membres de la haute direction de Suncor, aucune personne n'a la propriété véritable ou le contrôle de 10 % ou plus des droits de vote rattachés à une catégorie de titres à droit de vote de la Société. Les porteurs d'actions ordinaires peuvent assister à toutes les assemblées des actionnaires et y voter à raison d'une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Étant donné qu'aucune action privilégiée de rang supérieur ou action privilégiée de rang inférieur n'est émise et en circulation, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés par le conseil de la Société sur les actions ordinaires et de participer à toute répartition de l'actif de la Société entre ces actionnaires aux fins de mettre un terme aux affaires de celle-ci. Les porteurs d'actions ordinaires auront le droit de participer à parts égales à toutes les distributions sur cet actif.

Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada

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

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

Notes de crédit

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

Le tableau qui suit indique les notes émises par les agences de notation mentionnées dans les présentes en date du 31 décembre 2012. Les notes de crédit ne sont pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres de créance puisqu'elles ne donnent aucune indication quant au cours des titres ou à leur pertinence pour un investisseur donné. Les notes peuvent ne pas rester en vigueur pour une période donnée ou peuvent être révisées ou retirées entièrement par une agence de notation à l'avenir si, de l'avis de celle-ci, les circonstances le justifient.

	Titres de rang supérieur non assortis d'une sûreté	Perspectives	Papier commercial \$ CA	Papier commercial \$ US
Standard & Poor's (S&P)	BBB+	Stables	A-1 (bas)	A-2
Dominion Bond Rating Service (DBRS)	A (bas)	Stables	R-1 (bas)	Aucune note
Moody's Investors Service (Moody's)	Baa1	Stables	Aucune note	P-2

Les notes de crédit de S&P pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de AAA à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note BBB de S&P vient au quatrième rang des dix catégories de notation et indique que le débiteur a la capacité de respecter ses engagements financiers. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou des circonstances changeantes sont plus susceptibles d'entraîner une capacité affaiblie du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation. L'ajout d'un signe plus (+) ou moins (-) après la note indique la position relative de la note au sein d'une catégorie de notation donnée. Les notes de crédit de S&P pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de A-1 (élevé) à C, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A-1 (faible) de S&P vient au troisième rang des sept catégories et comporte une désignation (faible) après la note qui indique une vulnérabilité légèrement plus grande aux effets défavorables des changements dans les circonstances et la conjoncture économique même si la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation est satisfaisante. Les obligations notées A-1 (faible) sur l'échelle de notation du papier commercial canadien sont admissibles à une note de A-2 sur l'échelle de notation à court terme mondiale de S&P. La note de A-2 de S&P indique que le débiteur est quelque peu plus vulnérable aux effets défavorables des changements dans les circonstances et la conjoncture économique que la note A-1, mais la capacité du débiteur de respecter son engagement financier est satisfaisante.

Les notes de crédit de DBRS pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de AAA à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A de DBRS vient au troisième rang des dix catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit, avec une importante capacité de paiement des obligations financières, mais ayant une qualité de crédit moindre que la note AA. Les entités dans la catégorie A peuvent être vulnérables à des événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Toutes les catégories de notation à l'exception des catégories AAA et D comportent également des désignations (élevé) et (bas). L'absence de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) indique que la note se situe au centre de la catégorie. L'attribution de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) au sein d'une catégorie de notation indique la position relative au sein de cette catégorie. Les notes de crédit de DBRS pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de R-1 (élevé) à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note de R-1 (faible) de DBRS vient au troisième rang des dix catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme au moment de l'exigibilité de celles-ci est importante, et la qualité globale n'est pas aussi favorable que pour les catégories de notation plus élevées. Les entités de cette catégorie peuvent être vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Les catégories de papier commercial R-1 et R-2 sont assorties des désignations (élevé), (moyen) et (faible).

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

Suncor a versé à S&P, à DBRS et à Moody's leurs honoraires usuels liés à l'attribution des notes qui précèdent. Au cours des deux dernières années, Suncor n'a pas versé de sommes à S&P, à DBRS ou à Moody's pour des services non liés à l'attribution de ces notes.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX au Canada et de la NYSE aux États-Unis. Les cours extrêmes des actions ordinaires et le volume de négociation de celles-ci à la TSX pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012 sont les suivants :

TSX

	Cours extrêmes (\$ CA)		Volume des opérations (en milliers)
	Haut	Bas	
2012			
Janvier	34,87	30,07	91 700
Février	37,28	33,41	92 338
Mars	35,94	31,73	98 223
Avril	33,23	29,40	79 618
Mai	33,39	27,28	96 010
Juin	30,25	26,97	95 117
Juillet	32,05	28,43	69 719
Août	32,55	30,10	56 846
Septembre	34,83	30,50	72 555
Octobre	34,09	32,14	59 827
Novembre	34,99	31,23	54 657
Décembre	33,01	31,50	51 901

Pour obtenir des renseignements à l'égard des options d'achat d'actions ordinaires de Suncor et des actions ordinaires émises à l'exercice des options et aux termes de notre régime de réinvestissement des dividendes en 2012, voir la note sur le capital-actions de nos états financiers consolidés audités 2012, 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.

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Mel E. Benson ⁽¹⁾⁽²⁾ Alberta, Canada	Administrateur depuis 2000 Indépendant	Mel Benson est président de Mel E. Benson Management Services Inc., cabinet international d'experts-conseils en gestion établi à Calgary (Alberta). En 2000, M. Benson a pris sa retraite d'une importante société pétrolière internationale. Il est un des propriétaires de Tenex Energy Inc. et est administrateur de Winalta Inc. et du groupe de sociétés Fort McKay, une fiducie pour le développement communautaire (community trust). Il est également administrateur de Hull Child and Family Services, société sans but lucratif.

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Dominic D'Alessandro ⁽³⁾⁽⁴⁾ Ontario, Canada	Administrateur depuis 2009 Indépendant	Dominic D'Alessandro a été président et chef de la direction de Financière Manuvie de 1994 à 2009 et est actuellement administrateur du Groupe CGI inc. et de la Banque Canadienne Impériale de Commerce. En reconnaissance de ses nombreuses réalisations dans le monde des affaires, M. D'Alessandro a été reconnu comme le chef de la direction le plus respecté du Canada en 2004 et comme le chef de la direction de l'année en 2002 et il a été intronisé à l'Insurance Hall of Fame en 2008. M. D'Alessandro est officier de l'Ordre du Canada et a été nommé Commandataire de l'ordre de l'étoile d'Italie. En 2009, il a reçu le Woodrow Wilson Award for Corporate Citizenship et, en 2005, le Horatio Alger Award pour son leadership dans la collectivité. M. D'Alessandro est FCA et il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Concordia, à Montréal. Il a également reçu des doctorats honorifiques de l'Université York, de l'Université d'Ottawa, de la Ryerson University et de l'Université Concordia.
John T. Ferguson Alberta, Canada	Administrateur depuis 1995 Indépendant	John Ferguson est fondateur et président du conseil d'administration de Princeton Developments Ltd. et de Princeton Ventures Ltd. M. Ferguson est également administrateur de Fountain Tire Ltd. et de Strategy Summit Ltd.. De plus, il est membre de l'Ordre du Canada, membre conseiller de l'Institut canadien de recherches avancées, colonel honoraire du South Alberta Light Horse ainsi que chancelier émérite et président émérite du conseil d'administration de la University of Alberta. M. Ferguson est fellow de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta et de l'Institut des administrateurs de sociétés.
W. Douglas Ford ⁽¹⁾⁽⁴⁾ Floride, États-Unis	Administrateur depuis 2004 Indépendant	W. Douglas Ford a été directeur général, Raffinage et marketing pour BP p.l.c. de 1998 à 2002 et était responsable du raffinage, de la commercialisation et du réseau de transport de BP ainsi que des activités liées aux carburants d'avion, aux activités maritimes et à l'expédition par BP. M. Ford est actuellement administrateur d'USG Corporation et d'Air Products and Chemicals, Inc. Il est aussi membre du conseil d'administration de la University of Notre Dame.
Paul Haseldonckx ⁽²⁾⁽³⁾ Essen, Allemagne	Administrateur depuis 2009 (Petro-Canada, de 2002 au 31 juillet 2009) Indépendant	Paul Haseldonckx a été 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 <i>in situ</i> de sables pétrolifères comprenant une usine de valorisation. M. Haseldonckx est titulaire d'une maîtrise en sciences et a suivi des programmes destinés aux cadres à l'INSEAD, à Fontainebleau, et à l'IMD, à Lausanne.
John R. Huff ⁽¹⁾⁽²⁾ Texas, États-Unis	Administrateur depuis 1998 Indépendant	John Huff est président du conseil d'administration de Oceaneering International Inc., société de services aux producteurs pétroliers. M. Huff est également administrateur de KBR Inc. et de Hi Crush Partners LP.

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Jacques Lamarre ⁽²⁾⁽³⁾ Québec, Canada	Administrateur depuis 2009 Indépendant	Jacques Lamarre est conseiller stratégique pour le cabinet d'avocats Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L., SRL. Il a été président et chef de la direction de SNC Lavalin de 1996 à 2009. M. Lamarre est officier de l'Ordre du Canada et membre fondateur et ancien président du Commonwealth Business Council. Il a aussi été président du conseil d'administration du Conference Board du Canada et membre fondateur des Governors for Engineering & Construction du World Economic Forum. Il est actuellement administrateur de la Banque Royale du Canada, de PPP Canada Inc. et de l'Institut canadien de recherches avancées et est membre de l'Institut canadien des ingénieurs, d'Ingénieurs Canada et de l'Ordre des ingénieurs du Québec. M. Lamarre est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un baccalauréat ès arts et sciences en génie civil de l'Université Laval, à Québec. Il a aussi suivi un programme de perfectionnement des cadres supérieurs à la Harvard University. M. Lamarre est en outre titulaire de doctorats honorifiques de la University of Waterloo, de l'Université de Moncton et de l'Université Laval. M. Lamarre est aussi administrateur de l'Institut des administrateurs de sociétés – Section du Québec.
Maureen McCaw ⁽¹⁾⁽²⁾ Alberta, Canada	Administratrice depuis 2009 (Petro-Canada, de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendante	Maureen McCaw a été vice-présidente directrice (Edmonton) de Léger Marketing, anciennement Criterion Research Corp., société qu'elle a fondée en 1986. M ^{me} McCaw est titulaire d'un baccalauréat ès arts de la University of Alberta et d'une accréditation de l'Institut des administrateurs de sociétés (ICD.D). En plus d'être présidente de Tinnakilly Inc. et associée directrice de Prism Ventures, M ^{me} McCaw est administratrice de la Société Radio-Canada (SRC) et de l'aéroport international d'Edmonton et elle est membre de l'Alberta Securities Commission. M ^{me} McCaw est également membre d'un certain nombre de conseils et de comités consultatifs en Alberta, dont ceux de Women Building Futures, du Conservatoire de la nature Canada (Alberta) et du Royal Alexandra Hospital, et elle a été présidente de la chambre de commerce d'Edmonton.
Michael W. O'Brien ⁽³⁾⁽⁴⁾ Alberta, Canada	Administrateur depuis 2002 Indépendant	Michael O'Brien a été vice-président directeur, Expansion de la Société, et chef des finances de Suncor Énergie Inc. avant de prendre sa retraite en 2002. M. O'Brien est administrateur principal de Shaw Communications Inc. Il a aussi été président du conseil d'administration de Conservation de la nature Canada et président du conseil d'administration de l'Institut canadien des produits pétroliers et de Canada's Voluntary Challenge for Global Climate Change. Il a été membre du conseil d'administration de Teresen Inc., de Primewest Energy Inc. et de CRA International.
James Simpson ⁽¹⁾⁽⁴⁾ Alberta, Canada	Administrateur depuis 2009 (Petro-Canada, de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendant	James Simpson a été 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.

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Eira M. Thomas ⁽³⁾⁽⁴⁾ Colombie-Britannique, Canada	Administratrice depuis 2006 Indépendante	Eira Thomas est une géologue canadienne comptant plus de 20 ans d'expérience dans le secteur canadien du diamant, expérience qu'elle a notamment acquise dans le cadre de ses fonctions antérieures de vice-présidente d'Aber Resources (maintenant Harry Winston Diamond Corp.) et à titre de fondatrice et chef de la direction de Stornoway Diamond Corp. Actuellement, M ^{me} Thomas est administratrice de Lucara Diamond Corp., de Dundee Precious Metals Inc. et de Kaminak Gold Corporation. Elle siège aussi au conseil d'administration de l'Association canadienne des prospecteurs et entrepreneurs.
Steven W. Williams Alberta, Canada	Administrateur depuis décembre 2011 Non indépendant, membre de la direction	Steve Williams est président de Suncor Énergie Inc. depuis décembre 2011 et chef de la direction de cette même société depuis mai 2012. M. Williams est fellow de l'Institute of Chemical Engineers et membre de l'Institute of Directors. Il est aussi coprésident de la Oil Sands Leadership Initiative (OSLI), l'un des 12 chefs de la direction fondateurs de Canada's Oil Sands Innovation Alliance (COSIA), membre du Conseil canadien des chefs d'entreprise et membre du Business Advisory Council de la School of Business de la University of Alberta. En octobre 2010, il a été nommé au Oil and Gas Economics Advisory Council du gouvernement de l'Alberta.

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

Membres de la haute direction

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

Nom	Lieu de résidence	Fonction
Steve W. Williams	Alberta, Canada	Président et chef de la direction
Bart W. Demosky	Alberta, Canada	Chef des finances
Eric Axford	Alberta, Canada	Vice-président directeur, Services d'entreprise
Boris Jackman	Ontario, Canada	Vice-président directeur, Raffinage et commercialisation
Mark Little	Alberta, Canada	Vice-président directeur, Sables pétrolifères et In situ
Mike MacSween	Alberta, Canada	Vice-président directeur, Projets majeurs
Steve Reynish	Alberta, Canada	Vice-président directeur, Coentreprises des Sables pétrolifères
Paul Gardner	Alberta, Canada	Vice-président principal, Ressources humaines
François Langlois	Alberta, Canada	Vice-président principal, Exploration et production
Janice Odegaard	Alberta, Canada	Vice-présidente principale, chef du contentieux et secrétaire générale
Kris Smith	Alberta, Canada	Vice-président principal, Approvisionnement, échanges et développement

Au 10 février 2013, 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 0,04 % des actions ordinaires en circulation.

Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions

À notre connaissance, après une enquête diligente, nous confirmons qu'aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor n'est, à la date de la présente notice annuelle, ou n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui :

- a) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance refusant à la société en question le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation canadienne en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été prononcée pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait de telles fonctions; ou
- b) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance refusant à l'émetteur en question le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été prononcée après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait de telles fonctions.

À notre connaissance, après une enquête diligente, nous confirmons que, en date des présentes, aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor ni aucune de leurs sociétés de portefeuille respectives ni aucun des actionnaires détenant un nombre suffisant de titres pour avoir une incidence importante sur le contrôle de Suncor :

- a) n'est ou n'a été, au cours des dix dernières années, administrateur ou membre de la direction d'une société (y compris Suncor) qui, pendant que cette personne exerçait de telles fonctions ou dans un délai de un an après que cette personne a cessé d'exercer de telles fonctions, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, a conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses actifs, à l'exception de M. Ford, administrateur de Suncor qui est actuellement administrateur d'USG Corporation, qui a bénéficié de la protection contre la faillite jusqu'en juin 2006 et qui était également administrateur de United Airlines (jusqu'en février 2006), société qui a bénéficié de la protection contre la faillite conférée par le Chapter 11 jusqu'en février 2006;
- b) au cours des dix dernières années, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité ou a été poursuivie par ses créanciers, conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses actifs.

À notre connaissance, aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor ne s'est vu imposer :

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

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT

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

Composition du comité d'audit

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

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

Compétences financières

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

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

Expert financier du comité d'audit

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

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

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

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

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

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

Honoraires versés aux auditeurs

Le tableau qui suit présente les honoraires versés à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. en 2012 et en 2011, dont la nature est indiquée ci-après :

(milliers de dollars)	2012	2011
Honoraires d'audit	5 904	6 145
Honoraires pour services liés à l'audit	429	423
Honoraires pour services fiscaux	50	50
Tous les autres honoraires	125	9
Total	6 508	6 627

Des honoraires d'audit ont été payés pour les services professionnels rendus par les auditeurs pour l'audit des états financiers annuels de Suncor ou pour les services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi ou la réglementation. Des honoraires pour services liés à l'audit ont été payés relativement à des services professionnels rendus par les auditeurs dans le cadre de l'examen des états financiers trimestriels et de la préparation de rapports sur des procédures particulières qui touchaient des audits d'arrangements conjoints et des services d'attestation non exigés par la loi ou la réglementation. Des honoraires pour services fiscaux pour la production de déclarations de revenus et la planification fiscale ont été payés dans un territoire étranger où Suncor exerce des activités restreintes. Les honoraires regroupés sous la mention « Tous les autres honoraires » désignaient les abonnements à des outils fournis et approuvés par les auditeurs. Tous les services décrits en regard des rubriques « Honoraires d'audit », « Honoraires pour services liés à l'audit », « Honoraires pour services fiscaux » et « Tous les autres honoraires » ont été approuvés par le comité d'audit conformément au sous-alinéa (c)(7)(i) de la *Rule 2-01 du Regulation S-X* pris en application de la *Securities and Exchange Act of 1934* des États-Unis, en sa version modifiée (la « Loi de 1934 »). Aucun des honoraires décrits ci-dessus n'a été approuvé par le comité d'audit aux termes du sous-alinéa (c)(7)(i)(C) du *Regulation S-X* pris en application de la Loi de 1934.

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 du dernier exercice.

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

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

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

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

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2012, nous n'avons conclu aucun contrat ayant des répercussions importantes sur nos activités et aucun contrat de ce type n'est encore en vigueur, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal de nos activités, et qui n'ont pas à être déposés en vertu du paragraphe 12.2 du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Les estimations des réserves et des ressources contenues dans la présente notice annuelle sont fondées en partie sur des rapports préparés par GLJ et Sproule, évaluateurs de réserves qualifiés indépendants 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.

Les auditeurs indépendants de la Société sont PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., experts-comptables agréés, qui ont publié un rapport des auditeurs indépendants daté du 26 février 2013 concernant les états financiers consolidés de la Société, qui comprennent les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 et les états consolidés du résultat global, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos le 31 décembre 2012 et le 31 décembre 2011 et les notes s'y rapportant, ainsi que le contrôle interne de la Société en matière de présentation de l'information financière au 31 décembre 2012. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont confirmé qu'ils sont indépendants de la Société au sens du code de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et des règles de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

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 de la NYSE et pouvons plutôt nous conformer aux exigences canadiennes. À titre d'émetteur privé étranger, nous sommes uniquement tenus de nous conformer à quatre des règles de la NYSE. Ces règles prévoient que : (i) Suncor

doit avoir un comité d'audit qui remplit les exigences de la Règle 10A-3 prise en application de la *Loi de 1934*; (ii) le chef de la direction de Suncor 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) Suncor doit fournir une description brève des différences importantes, le cas échéant, entre nos pratiques en matière de gouvernance et celles suivies par les sociétés américaines inscrites à la NYSE et (iv) Suncor doit fournir des déclarations écrites de conformité avec les règles de gouvernance d'entreprise applicables de la NYSE, annuellement et au besoin. La Société, dans sa circulaire de sollicitation de procurations par la direction 2012, qui est disponible sur notre site Web à l'adresse www.suncor.com, a indiqué que, dans certaines circonstances, elle n'est pas tenue d'obtenir l'approbation des actionnaires pour modifier de manière importante les plans de rémunération fondés sur les capitaux propres et que, bien qu'elle se conforme aux exigences en matière d'indépendance des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (en particulier le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*) et des États-Unis (en particulier la Règle 10A-3 prise en application de la *Loi de 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 et les titres dont l'émission a été autorisée aux termes de plans de rémunération fondés sur les capitaux propres, le cas échéant, figurent dans la circulaire de sollicitation de procurations afférente à notre plus récente assemblée d'actionnaires comportant l'élection d'administrateurs. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés audités 2012 se rapportant à notre dernier exercice terminé et dans notre rapport de gestion s'y rapportant.

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

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

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

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

- le MNU augmentera sa capacité de production de PBS non corrosif d'environ 10 % et stabilisera les procédés de valorisation secondaire en offrant de la souplesse pour la production d'hydrogène pendant les travaux de maintenance prévus ou imprévus;
- le projet de désengorgement des installations de traitement centrales existantes à MacKay River, qui portera la capacité de traitement du bitume à 38 000 b/j;
- le procédé TRO_{MC} devrait accélérer et améliorer les procédés de gestion des résidus de la Société, éliminer le besoin d'établir de nouveaux bassins de résidus aux exploitations existantes et, dans les années à venir, réduire le nombre de bassins de résidus qui sont actuellement en exploitation;
- les projets de Suncor de développer la majorité de ses réserves prouvées non développées classiques au cours des cinq prochaines années et la majorité de ses réserves probables non développées classiques au cours des sept prochaines années, sous réserve de certaines exceptions;
- les estimations de la production pour 2013, y compris le fait que la production totale de Firebag sera portée à environ 180 000 b/j au cours de la prochaine année;
- l'attente de la Société selon laquelle, à mesure que la production provenant de Firebag augmentera, le RVP de Firebag diminuera.

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

- le troisième centre de forage à Terra Nova devrait être raccordé au cours du troisième trimestre de 2013 lorsque les conduites d'écoulement endommagées pourront être remplacées;

Les attentes de Suncor concernant les dépenses en immobilisations et ses projets de croissance et autres projets, notamment en ce qui a trait aux éléments suivants :

- les deux premiers des quatre nouveaux réservoirs de stockage à Hardisty (Alberta) seront raccordés au pipeline principal d'Enbridge en 2013;
- les attentes de la Société, qui estime que les concessions Voyageur South et Audet peuvent être développées au moyen de techniques d'exploitation et que les concessions Meadow Creek, Lewis, Chard et Kirby peuvent être développées au moyen de techniques in situ;
- les projets de recourir à une centrifugeuse à Syncrude pour séparer l'eau des résidus;
- les plans provisoires pour le projet d'exploitation minière de Fort Hills qui prévoient une production (brute) de bitume de 164 000 b/j et pour le projet d'exploitation minière de Joslyn qui prévoient une production (brute) de bitume de 100 000 b/j;
- les plans de développement de Terra Nova qui comprendront un puits de production et un puits d'injection d'eau, lesquels, selon les prévisions de la Société, contribueront à la production et atténueront les diminutions naturelles du réservoir, ainsi qu'un puits de développement dans le secteur West Flank du champ pétrolifère en 2013;
- les plans de développement pour l'unité d'extension Hibernia Southern, qui comprennent le forage d'un maximum de deux puits de production supplémentaires et de cinq puits d'injection d'eau dans un entonnoir sous-marin et qui prévoient que la production de l'unité d'extension Hibernia Southern ne devrait pas augmenter avant l'achèvement des puits d'injection d'eau prévus;
- les plans de développement pour les extensions White Rose;
- les plans pour Hebron, qui prévoient une plateforme gravitaire fixe en béton, un pont en surface intégré, une capacité de stockage du pétrole de 1 200 000 b, 52 espaces aux fins de forage et une capacité de production brute de 150 000 b/j de pétrole (34 000 b/j nets pour Suncor) ainsi que les attentes de la Société selon lesquelles la production de pétrole devrait débiter à la fin de 2017;
- la part assumée par Suncor des coûts du projet Hebron sera d'environ 3,2 G\$;
- les projets de développement pour Golden Eagle, qui prévoient un taux de production brute initial de 70 000 bep/j (bruts) provenant des 20 puits de développement et des frais de développement de 2 G\$ (3,3 G\$ CA), et les attentes de la Société selon lesquelles la première extraction surviendra à la fin de 2014 ou au début de 2015;
- les projets d'acquisition de nouvelles données sismiques en 2013 et de réalisation de nouveaux travaux de forage d'appréciation en 2014 sur la découverte Beta;

- les projets de forage de deux puits d'exploration supplémentaires dans la zone prometteuse Butch au large de la Norvège et un puits d'exploration dans la zone prometteuse Scotney au large du Royaume-Uni;
- les projets de Suncor de reprendre les activités d'exploration en Libye en 2013, le coût restant estimatif de 275 M\$ US au 31 décembre 2012 pour son programme d'exploration en Libye et l'acquittement de l'obligation restante à l'égard du paiement de primes à la signature du CEPP au cours des trois prochaines années.

Autres éléments :

- le projet des propriétaires de Syncrude de développer des zones d'extraction adjacentes à la mine actuelle qui prolongeraient la durée de vie de Mildred Lake d'environ dix ans et le fait que Suncor prévoit demander les approbations des autorités de réglementation pour ces zones en 2014;
- le projet de Suncor de rechercher des occasions de se départir d'actifs non essentiels dans le secteur Exploitation terrestre en Amérique du Nord qui répondent à ses objectifs financiers;
- l'aval de décisions concernant les projets Fort Hills, Voyageur et Joslyn;
- les importantes activités de développement prévues en 2013;
- les frais d'abandon et de remise en état prévus;
- les taux de redevances et d'impôt sur le revenu prévus et l'incidence de ces taux sur Suncor;
- les effets prévus de la législation en matière d'environnement et de changements climatiques, notamment les attentes de Suncor selon lesquelles les coûts associés au respect des nouveaux règlements environnementaux et en matière de changements climatiques ne seront pas assez élevés pour causer des désavantages importants pour la Société ou des dommages importants à son positionnement concurrentiel et que la réglementation des GES évoluera avec un signal de prix pour le carbone modéré et que le régime de prix progressera prudemment;
- les plans de Suncor pour ses ressources;
- les attentes de Suncor selon lesquelles elle continuera de faire participer les organismes gouvernementaux adéquats dans un dialogue significatif dans le but d'établir un système harmonisé pour la réglementation des émissions de GES qui est axé sur l'atteinte d'objectifs de réduction réels et sur le développement durable des ressources;
- la croyance de Suncor selon laquelle elle disposera des fonds suffisants pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2013;
- la croyance de Suncor selon laquelle son encaisse existante, ses flux de trésorerie générés à l'interne et ses facilités de crédit existantes suffisent à financer les coûts de développement futurs et selon laquelle les intérêts ou les autres coûts de financement ne rendront pas le développement d'un terrain non rentable;
- les estimations de Suncor selon lesquelles ses frais liés à la conformité à la réglementation sur les GES en Alberta pour 2012 se situeront entre 10 M\$ et 15 M\$;
- la croyance de Suncor selon laquelle elle pourra défendre avec succès sa position initiale concernant les contrats dérivés de Buzzard si bien qu'aucun impôt sur le revenu supplémentaire ne sera payable au bout du compte par suite de la position de l'ARC;
- les restrictions sur la MEB provisoire, en sa version récemment adoptée.

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

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut non corrosif et le pétrole brut corrosif; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres

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

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

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de l'ensemble des secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales, comme le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en oeuvre réussie et en temps opportun des projets d'immobilisations, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou de nouvelle cotisation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications apportées aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui nous avons

des liens importants de s'acquitter de leurs obligations envers nous; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; la possibilité que la sécurité des systèmes d'information de Suncor soit atteinte par des pirates ou des cyberterroristes et la non-disponibilité de ces systèmes ou leur incapacité à fonctionner comme prévu par suite de ces atteintes, notre capacité de découvrir et de développer de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de vente d'actifs pétroliers ou gaziers, notamment en ce qui a trait à la contrepartie finale à verser ou à recevoir pour cette transaction, à la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à l'obtention de toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et 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. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long de la présente notice annuelle et de notre rapport de gestion. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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 :

- a) 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;
- b) 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;
- c) 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);
- d) approuver pour le compte du conseil d'administration certaines questions financières que lui délègue le conseil, y compris les questions exposées dans le présent mandat.

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

Constitution

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

Attributions et responsabilités

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

Contrôles internes

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

4. Examiner les conclusions tirées de tout examen important effectué par des organismes de réglementation concernant les affaires financières de la Société.
5. Examiner périodiquement les procédures de gouvernance de la direction relatives aux ressources de technologie de l'information en vue de déterminer si elles sont en mesure d'assurer l'intégrité, la protection et la sécurité des systèmes et des registres d'information électronique de la Société.
6. Examiner les pratiques de la direction assurant la supervision des dépenses et des avantages accessoires des dirigeants.

Auditeurs externes et internes

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

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

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

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

Réserves de pétroles et de gaz

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

Gestion des risques

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

Régime de retraite

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

Sécurité

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

Autres questions

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

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

Rapport au conseil

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

En sa version adoptée par résolution du conseil d'administration le 1^{er} février 2012.

ANNEXE B

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

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

I. ÉNONCÉ DE LA POLITIQUE

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

II. RESPONSABILITÉ

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

III. DÉFINITIONS

Aux fins des présentes et des approbations préalables :

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

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

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

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

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

IV. POLITIQUE GÉNÉRALE

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

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

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

V. RESPONSABILITÉS DES AUDITEURS EXTERNES

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

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

De plus, les auditeurs externes :

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

VI. INFORMATION

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

En sa version approuvée et acceptée le 28 avril 2004.

APPENDICE A

Services non liés à l'audit interdits

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ressources humaines. N'importe lequel des services suivants :

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

entrevue des candidats et conseiller Suncor quant à leurs compétences pour occuper des postes liés à la comptabilité générale, à l'administration ou au contrôle).

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

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

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

Appendice B

Formulaire de demande d'approbation préalable



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

_____ Date

_____ Signature

ANNEXE C

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

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

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2012. 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 2012, 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 2012, et indique les portions respectives de ces produits des activités ordinaires que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Sables pétrolifères <i>In situ</i> 18 janvier 2013	Canada	—	16 033	—	16 033
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Sables pétrolifères Exploitation minière 7 janvier 2013	Canada	—	22 108	—	22 108
			—	38 141	—	38 141

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion sur les données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour les rapports que nous avons rédigés dont il est fait mention au point 4 ci-dessus pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Calgary (Alberta) Canada, le 1^{er} mars 2013

« Caralyn P. Bennett »

Caralyn P. Bennett, ing.
Vice-présidente

ANNEXE D

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

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

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2012. 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 2012, 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 2012, et indique les portions respectives de ces produits des activités ordinaires que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
Sproule Associates Limited	Côte Est du Canada 20 février 2013	Au large de Terre-Neuve, Canada	—	7 815	—	7 815
Sproule Associates Limited	Activités terrestres en Amérique du Nord 20 février 2013	Ouest canadien	—	1 795	—	1 795
Sproule International Limited	Mer du Nord 20 février 2013	Mer du Nord, Royaume-Uni	—	8 193	—	8 193
Sproule International Limited	Autres – International 20 février 2013	Libye	—	4 196	—	4 196
			—	21 999	—	21 999

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion sur les données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour les rapports que nous avons rédigés dont il est fait mention au point 4 ci-dessus pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

Sproule Associates Limited et Sproule International Limited, Calgary (Alberta) Canada, le 1^{er} mars 2013

« *Harry J. Helwerda* »

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

ANNEXE E

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

La direction de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2012, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

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

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

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

Le comité d'audit du conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la Société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité d'audit, a approuvé :

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

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

« *Steven W. Williams* »
STEVEN W. WILLIAMS
Président et chef de la direction

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

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

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

Le 1^{er} mars 2013



Suncor Énergie Inc.
150 – 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
T : 403-296-8000

Suncor.com