

SUNCOR ÉNERGIE INC.

NOTICE ANNUELLE

datée du 28 février 2014



NOTICE ANNUELLE DATÉE DU 28 FÉVRIER 2014

TABLE DES MATIÈRES

1	Avis
2	Glossaire
2	Termes courants de l'industrie
5	Abréviations courantes
5	Table de conversion
6	Structure de l'entreprise
6	Dénomination et constitution
6	Liens intersociétés
8	Développement général de l'entreprise
8	Survol
10	Historique des trois derniers exercices
13	Description narrative des entreprises de Suncor
13	Sables pétrolifères
19	Exploration et production
26	Raffinage et commercialisation
30	Autres entreprises de Suncor
31	Employés de Suncor
32	Politiques importantes
34	Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz
35	Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz
42	Tableaux et notes concernant les produits des activités ordinaires nets futurs
50	Autre information concernant les données relatives aux réserves
58	Ressources éventuelles
64	Situation dans l'industrie
71	Facteurs de risque
84	Dividendes
85	Description de la structure du capital
87	Marché pour la négociation des titres
88	Administrateurs et membres de la haute direction
94	Renseignements sur le comité d'audit
96	Poursuites et mesures de réglementation
96	Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes
96	Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres
96	Contrats importants
96	Intérêts des experts
97	Information divulguée conformément aux exigences de la New York Stock Exchange
97	Renseignements complémentaires
98	Mise en garde concernant les énoncés prospectifs
	Annexes
A-1	Annexe A – Mandat du comité d'audit
B-1	Annexe B – Suncor Énergie Inc. Politique et procédures d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit
C-1	Annexe C – Annexe 51-101A2 Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant
D-1	Annexe D – Annexe 51-101A2 Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant
E-1	Annexe E – Annexe 51-101A3 Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information

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. 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 2013 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 2013 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 24 février 2014.

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. Les rendements du PBS provenant des procédés de valorisation de Suncor représentent environ 80 % de la charge d'alimentation en bitume et peuvent fluctuer selon la source du bitume. Le PBS 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.

pétrole brut non classique : pétrole brut produit à l'aide d'autres techniques que les méthodes de récupération standards de l'industrie.

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 associé : la calotte de gaz qui recouvre un gisement de pétrole brut dans un réservoir.

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.

gaz dissous : gaz naturel qui est dissous dans du pétrole brut dans le réservoir selon des conditions de réservoir initiales et qui est normalement produit au moyen de pétrole brut.

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. **Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)** comprend le propane et/ou le butane.

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.

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 intercalaires : puits forés entre les puits de développement existants afin de cibler des régions du réservoir contenant des hydrocarbures contournés ou d'accélérer la production.

puits d'observation : puits utilisés pour contrôler les changements dans un champs exploité. Parmi les paramètres contrôlés, mentionnons les saturations de fluides et la pression des réservoirs.

puits de service : puits de développement forés ou achevés en vue de soutenir la production dans un champ existant, comme les puits forés pour l'injection de gaz ou d'eau.

puits de déviation : trous de forage secondaires forés loin d'un trou de forage initial. Ils permettent de contourner une partie non utilisable du trou de forage initial ou de permettre l'exploration d'une caractéristique géologique proche.

puits de forage stratigraphique : puits 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** ou de **puits de délimitation** sur des 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 extracôtières.

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.

désengorgement : procédé visant à accroître la capacité de production d'installations existantes au moyen d'une modification du matériel existant afin d'éliminer les restrictions ou les inefficacités en matière de production.

activités en aval : raffinage du pétrole brut 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 composantes nécessaires à la production de produits pétroliers raffinés pour les activités en aval de la Société.

in situ : 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. Les morts-terrains sont enlevés avant l'extraction et de façon continue afin d'exposer le minerai.

contrats de partage de la production (CPP) : type courant de contrat, à l'extérieur de l'Amérique du Nord, 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. La société d'extraction de ressources n'obtient pas le titre à l'égard du produit; toutefois, la société est assujettie aux risques et aux avantages en amont. 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 extrait 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.

opérations de réduction de résidus (TRO^{MC}) : procédé qui convertit plus rapidement les résidus fins fluides en matières solides pouvant être remises en état. Dans ce procédé, les résidus fins mûrs sont mélangés à un flocculant polymérique et sont ensuite déposés en minces couches sur des plages de sable ayant 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.

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.

Réserves et ressources

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

Abréviations courantes

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

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

Suncor convertit certains volumes de gaz naturel en bep, en bep/j, en kbep, en Mbep ou en kbep/j à raison de 6 kpi³ pour un bep. Toute donnée présentée en bep, en kbep, en Mbep ou en kbep/j 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 tonne = 0,984 tonne (longue)
1 m ³ de gaz naturel = 35,49 pieds cubes	1 tonne = 1,102 tonne (courte)
1 m ³ de morts-terrains = 1,31 verge cube	1 kilomètre = 0,62 mille
	1 hectare = 2,5 acres

- 1) Selon les facteurs de conversion indiqués ci-dessus, la conversion des nombres arrondis qui figurent dans la présente notice annuelle peut donner lieu à de légers écarts par rapport aux chiffres indiqués.
- 2) Dans la présente notice annuelle, certaines données sont exprimées selon le système métrique et d'autres en mesures impériales.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Dénomination et constitution

Suncor Énergie Inc. (auparavant Suncor Inc.) est issue de la fusion, en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, le 22 août 1979, de Sun Oil Company Limited, constituée en 1923, et de Great Canadian Oil Sands Limited, constituée en 1953. Le 1^{er} janvier 1989, nous avons fusionné de nouveau avec une filiale en propriété exclusive en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Nous avons modifié nos statuts en 1995 par suite du déménagement de notre siège social de Toronto, en Ontario, à Calgary, en Alberta, et nous les avons modifiés de nouveau en avril 1997 dans le but d'adopter notre dénomination sociale actuelle, « Suncor Énergie Inc. ». En avril 1997, en mai 2000, en mai 2002 et en mai 2008,

nous avons modifié nos statuts afin de fractionner les actions émises et en circulation à raison de deux pour une.

Aux termes d'un 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 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

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 2013, 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.
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 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 de nos 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.
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	É.-U.	Filiale de Suncor Energy (U.S.A.) Holdings Inc. par l'entremise de laquelle nos activités de raffinage et de commercialisation sont menées 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 détient 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.
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 2013 et (ii) moins de 10 % des produits des activités ordinaires consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013. 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 d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables bitumineux de l'Athabasca, situés au Canada. De plus, nous exerçons des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale; nous transportons et raffinons du pétrole brut et nous commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. Nous commercialisons de temps à autre les produits pétroliers de tiers. Nous exerçons également des activités de négociation de l'énergie axée principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et de sous produits.

Suncor a classé ses activités dans les secteurs suivants :

SABLES PÉTROLIFÈRES

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui comportent des actifs situés dans la région de Wood Buffalo, dans le nord est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités in situ, puis à valoriser le bitume ainsi produit en le transformant en pétrole brut synthétique destiné aux charges d'alimentation des raffineries et au combustible diesel ou à le mélanger avec du diluant en vue de sa vente directe sur le marché. Le secteur Sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Les **activités du secteur Sables pétrolifères** comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités in situ et les actifs de logistique et d'entreposage connexes que Suncor détient et exploite dans la région riche en sables pétrolifères d'Athabasca. Les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent les suivantes :
 - Le secteur **Sables pétrolifères** – Activités de base comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées, désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, à l'énergie et à la remise en état, dont les actifs du projet de gestion des résidus TROM^C.
 - **Les activités in situ** comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe, notamment les installations de traitement centralisé, les unités de cogénération et l'infrastructure liée au bitume chaud, y compris un pipeline isolé, des installations permettant d'importer du diluant produit par des tiers et des installations de refroidissement et de mélange du bitume, de même que des actifs de stockage connexes. La production in situ est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères –

Activités de base, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.

- Le secteur Sables pétrolifères comprend aussi la participation de la Société dans des projets de croissance d'envergure, dont sa participation de 40,8 % dans le projet d'exploitation minière **Fort Hills**, pour lequel elle agit à titre d'exploitant, ainsi que sa participation de 36,8 % dans le projet d'exploitation minière **Joslyn North**. La Société détient également une participation de 12,0 % dans **Syncrude**, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères (ces actifs étaient auparavant connus sous le nom de Coentreprises des Sables pétrolifères, avant une réorganisation interne réalisée en date du 1^{er} janvier 2014).

EXPLORATION ET PRODUCTION

Le secteur Exploration et production de Suncor comprend les activités extracôtières de la côte Est du Canada et de la mer du Nord et les activités terrestres menées en Amérique du Nord, en Libye et en Syrie :

- Au **large de la côte Est du Canada**, les activités comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant. Suncor détient également une participation de 20 % dans le projet de base Hibernia, une participation de 19,5 % dans l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia (« Hibernia sud »), une participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose, une participation de 26,125 % dans les projets d'extension à White Rose et une participation de 22,729 % dans Hebron, projets qui sont tous exploités par d'autres sociétés.
- À l'**international**, les activités comprennent la participation directe de 29,89 % de Suncor dans Buzzard et sa participation de 26,69 % dans Golden Eagle. Ces projets sont tous deux menés dans la portion britannique de la mer du Nord et dont Suncor n'est pas l'exploitant. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres licences

d'exploitation au large du Royaume Uni et de la Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), une participation directe dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. En date des présentes, la production était suspendue en Libye en raison de l'agitation politique. En Syrie, elle détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla mené dans les régions d'Ash Shaer et de Cherrife. En raison de l'agitation politique en Syrie, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et les activités de Suncor en Syrie ont été interrompues indéfiniment.

- Le secteur **Amérique du Nord** (activités terrestres) comprend les participations directes de Suncor dans des biens productifs de gaz naturel et de pétrole brut non conventionnels situés principalement dans l'Ouest canadien, y compris des biens pétroliers et gaziers non conventionnels situés dans le centre de l'Alberta et le nord est de la Colombie Britannique.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend deux principaux types d'activités :

- Les **activités de raffinage et d'approvisionnement** comprennent le raffinage du pétrole brut, qui est transformé en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Dans l'est de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario), ainsi que l'exploitation d'une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario) qui fabrique, mélange et commercialise des produits vendus à l'échelle mondiale. Dans l'ouest de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado). Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement comprennent des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.
- En aval, les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés et de lubrifiants à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations service de détail appartenant à la Société au Canada et au Colorado, exploitées sous sa marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Le secteur **Siège social, négociation de l'énergie et éliminations** inclut l'investissement de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les résultats liés aux activités de commercialisation et de négociation de l'énergie et à l'approvisionnement en énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

- Les participations de la Société dans des projets d'**énergie renouvelable** comprennent six projets d'énergie éolienne en exploitation un peu partout au Canada, deux projets d'énergie éolienne en voie de développement en Ontario, ainsi que l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Le segment **Négociation de l'énergie** englobe principalement des activités de commercialisation, d'approvisionnement et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel et les sous produits, ainsi que l'utilisation de l'infrastructure médiane et de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.
- Le secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, ainsi que les activités de la société d'assurance captive chargée de l'auto-assurance d'une partie des actifs de Suncor.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de produits entre les différents secteurs de la Société, ainsi que l'assurance fournie par la société d'assurance captive de la Société à l'égard d'une portion des activités de celle-ci.

Historique des trois derniers exercices

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 une situation de force majeure aux termes de ses CEPP. Les sanctions en Libye ont été levées lorsque le pays a adopté 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. Depuis, la production a de nouveau été suspendue, par suite de la fermeture des terminaux d'exportation de certains ports de mer dans l'est de la Libye découlant de l'agitation politique ayant éclaté plus tôt en 2013.
- **Révision réussie de l'usine de valorisation 2.** Pendant le deuxième trimestre, la Société a réalisé la plus grande révision de son histoire à son usine de valorisation 2.
- **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 une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et suspendre ses activités en Syrie. La Société a cessé en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits associés à ses actifs syriens. 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.

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.
- **Mise en service des opérations TROMC.** Suncor a terminé l'installation de son actif de gestion des résidus. L'infrastructure comprend 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 TROMC 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 TROMC, 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, s'établissant à 104 kb/j, soit environ 75 % de plus que le niveau de production de 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.
- **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. Le MNU a augmenté sa capacité de production de PBS non corrosif, principalement grâce à une unité d'hydrotraitement du naphta, et a stabilisé 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.** 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 quatre réservoirs de stockage à Hardisty (Alberta), qui sont raccordés au pipeline principal d'Enbridge.
- **Approbation du projet Hebron.** En décembre, les copropriétaires du projet Hebron situé au large de Terre-Neuve-et-Labrador ont approuvé un 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 kb/j de pétrole brut.

2013

- **Suspension du projet d'usine de valorisation de sables pétrolifères Voyageur.** En mars, Suncor a annoncé son intention de ne pas aller de l'avant avec

le projet d'usine de valorisation Voyageur, par suite d'une modification des conditions du marché qui ont mis en péril la valeur économique du projet. Suncor a fait l'acquisition de la participation de Total E&P Canada Ltd. (Total E&P) dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (VULP) pour un montant de 515 M\$ en vue d'obtenir le contrôle intégral des actifs de la société, y compris des installations de mélange de bitume chaud et des réservoirs, qui viendront soutenir le secteur Sables pétrolifères de la Société, qui est en croissance.

- **Vente de la majeure partie de l'entreprise de gaz naturel conventionnel dans l'Ouest canadien.** Suncor a vendu son entreprise de gaz naturel conventionnel dans l'Ouest canadien, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013. L'opération a clôturé le 26 septembre 2013, en échange d'un produit brut de 1 G\$, avant les rajustements de clôture et les autres coûts de la clôture. La vente comprenait des terrains situés dans plusieurs régions de l'Alberta, du nord-est de la Colombie-Britannique et du sud de la Saskatchewan, mais excluait la majeure partie des terrains de gaz naturel non conventionnel de Suncor dans la région Kobes (formation Montney), du nord-est de la Colombie-Britannique et des terrains de pétrole non classique dans la zone de Wilson Creek (formation Cardium), au centre de l'Alberta.
- **Construction d'une zone humide par Suncor.** Un jalon en matière de remise en état a été atteint avec la plantation d'une tourbière aux activités de base du secteur Sables pétrolifères. Une tourbière est une zone humide spécifique qui accumule de la tourbe. Suncor est l'une des premières sociétés au monde à chercher à reconstruire ce type de zone humide. La construction du bassin hydrographique sous-jacent à la tourbière a été réalisée en janvier 2013, et la végétation y a été plantée durant le printemps et l'été.
- **Achèvement de l'accroissement de production de Firebag.** La production de Firebag en 2013 a augmenté d'environ 40 % par rapport à la production de 2012 par suite de l'achèvement de l'accroissement de production de stade 4. Le complexe a terminé 2013 par l'atteinte de niveaux de production quotidiens d'environ 95 % de sa capacité nominale de 180 kb/j.
- **Mise en service de l'infrastructure de bitume chaud.** Suncor a lancé divers projets de désengorgement dans le secteur Sables pétrolifères, notamment l'achèvement d'un pipeline de bitume isolé depuis Firebag jusqu'au terminal Athabasca. Cette infrastructure, combinée aux installations de mélange au terminal Athabasca et aux capacités d'importation de diluant, a permis à Suncor d'augmenter la capacité

de transport de bitume directement au marché et permis à la mine d'accroître sa capacité de production.

- **Autorisation du projet de Fort Hills.** En octobre, Suncor et les copropriétaires du projet ont convenu à l'unanimité d'aller de l'avant avec le projet minier de sables pétrolifères Fort Hills. Le projet devrait connaître sa première production de pétrole d'ici le quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité de production prévue de 180 kb/j (73 kb/j nets pour Suncor) au cours de la première année.
- **Arrêt de la production en Libye.** Les terminaux d'exportation de certains ports de mer de la Libye ont été fermés durant la deuxième moitié de 2013 par suite de l'agitation politique dans le pays. La production a été interrompue pendant cette période; toutefois, Suncor a pu continuer d'avancer son programme d'exploration.
- **Réalisation de l'installation de déchargement ferroviaire.** La construction d'une installation de déchargement ferroviaire, afin de permettre la réception de pétroles provenant de l'intérieur des terres à la raffinerie de Montréal, a été achevée au cours du quatrième trimestre de 2013. La raffinerie de Montréal a reçu sa première expédition au début de décembre, et on s'attend à ce que les volumes augmentent, pour s'établir à environ 35 kb/j au cours du premier trimestre de 2014.
- **Révision réussie de l'usine de valorisation 1.** Suncor a exécuté avec succès l'entretien prévu sur l'ensemble de ses activités, y compris une révision d'une durée de sept semaines de l'usine de valorisation 1, la plus importante révision de l'histoire de la Société. La prochaine révision dans le secteur Sables pétrolifères n'est pas prévue avant 2016.

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 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. Les résidus grossiers produits dans le cadre de ce procédé sont placés directement dans des dépôts de sable dans la mine.

• 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 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. Toutefois, la production est touchée pendant le cycle de révision. 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

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 TROMC. Le procédé TROMC 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 Millennium, dont la production a débuté en 2001. La Société a amorcé l'exploitation minière du secteur North

Steepbank en 2011. En 2013, la Société a extrait environ 151 millions de tonnes de minerai de bitume (2012 – 151 millions de tonnes). En 2013, Suncor a traité en moyenne 270 kb/j de bitume dans ses installations d'extraction (2012 – 266 kb/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 kb/j de PBS, et l'usine de valorisation 2, dont la capacité de valorisation première est d'environ 240 kb/j de PBS. 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, de une unité d'hydrotraitement de diesel et de une unité d'hydrotraitement de kérosène.

En 2013, Suncor a produit en moyenne 283 kb/j de produits valorisés (PBS et diesel), provenant du bitume issu des activités d'exploitation et d'extraction et des activités *in situ*.

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. Suncor entreprend à l'occasion des programmes de forage exploratoire sur ces concessions, dans le cadre de ses projets de remplacement de mines. Suncor a une participation directe de 100 % dans Voyageur South et dans Audet.

Le projet Voyageur South en est aux premiers stades de la planification, et l'échéancier de développement du projet est actuellement en cours d'évaluation. Des options en matière de développement sont en train d'être préparées, aux fins d'examen en 2014.

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. Pour faciliter l'expédition, dans nos activités du secteur In situ, un diluant est mélangé au bitume ou est transporté au moyen d'un pipeline isolé sous la forme de bitume chaud. Le bitume est soit valorisé aux installations de valorisation du secteur Activités de base des Sables pétrolifères, soit mélangé à un diluant produit à l'interne ou importé, puis vendu directement au marché.

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

Les turbines à vapeur Once Through sont mues tant par le gaz naturel que par les vapeurs de gaz récupérées aux installations de traitement centrales. 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. Le complexe Firebag de

Suncor comprend quatre installations de traitement centrales dont la capacité de traitement totale est d'environ 180 kb/j de bitume. La production réelle de Firebag varie 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 2013, Firebag avait 9 plateformes en exploitation, composées de 119 paires de puits DGMV et de 18 puits intercalaires soit producteurs, soit au stade initial de l'injection de vapeur. Les installations de traitement centrales sont conçues pour être flexibles quant aux plateformes qui les approvisionnent en bitume. 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, composés de la charge d'électricité à Firebag de 110 MW et d'exportations de 315 MW. Il y a également 13 turbines à vapeur Once Through sur place qui peuvent produire de la vapeur additionnelle.

Au 31 décembre 2013, le RVP cumulatif à Firebag était de 3,3 (2012 – 3,4).

MacKay River

La production provenant de MacKay River a débuté en 2002. Au 31 décembre 2013, le projet MacKay River comprenait six plateformes comptant 74 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 kb/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, dont Suncor est l'exploitant aux termes d'une entente commerciale. Le site comprend également quatre turbines à vapeur Once Through, qui peuvent produire de la vapeur additionnelle. La Société a amorcé un projet de désengorgement des installations de traitement central existantes, qui devrait porter la capacité de traitement actuelle du bitume à environ 38 kb/j d'ici 2015.

Au 31 décembre 2013, le RVP cumulatif à MacKay River était de 2,6 (2012 – 2,5).

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'une installation de traitement centrale. Suncor continue à travailler en vue de l'obtention d'une décision d'autorisation en 2014 à l'égard d'une autre installation de traitement centrale à MacKay River, qui vise une capacité nominale initiale d'environ 20 kb/j et une première production de pétrole en 2017.

Autres concessions In situ

Suncor est propriétaire de plusieurs autres concessions de sables pétrolifères, dont Meadow Creek, Lewis, Chard et Kirby. Suncor croit que ces concessions peuvent être développées à l'aide de techniques *in situ* et sur lesquelles elle pourrait entreprendre des programmes de forage exploratoire. En 2013, Suncor a foré 50 trous de carottage à Lewis et 66 trous de carottage brut à Meadow Creek. Les programmes de forage de l'hiver 2014 comprennent 55 trous de carottage supplémentaires à Lewis et 37 trous de carottage supplémentaires à Meadow Creek. Suncor détient une participation directe de 100 % dans Lewis et une participation directe de 75 % dans Meadow Creek.

En commençant avec Meadow Creek, Suncor entreprend un plan de croissance en vue de créer de nouveaux réservoirs *In situ* à l'aide d'une stratégie de reproduction prévoyant la construction d'installations de surface, de plateformes d'exploitation et d'infrastructures standardisées en fonction de programmes. Les programmes de forage exploratoire de l'hiver sont conçus afin de repérer des ressources suffisantes pour alimenter les installations associées à la stratégie de reproduction.

Coentreprises des Sables pétrolifères

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 copropriétaires 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'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 certains aspects des 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 2013, la part revenant à Suncor de la production de Syncrude s'établissait en moyenne à 32 kb/j (2012 – 34 kb/j).

Fort Hills

Fort Hills est une 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 pour le projet d'exploitation Fort Hills prévoient une production de bitume (brute) de 180 kb/j. Suncor a acquis initialement une participation directe de 60 % dans Fort Hills au moyen de la fusion avec Petro-Canada mais en a par la suite aliéné 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 est l'exploitant contractuel du projet Fort Hills. La part revenant à la Société des coûts du projet après approbation est estimée à 5,5 G\$. Environ 15 % du budget d'investissement de 2014 de la Société a été affecté à ce projet. Les activités du projet en 2014 devraient être axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, sur l'approvisionnement et sur la hausse des activités de construction sur le terrain.

Autres actifs

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 157 kb/j. Suncor a acquis une participation directe de 36,75 % dans cet actif par suite des opérations conclues avec Total E&P. Suncor prévoit communiquer la date à laquelle le projet

Joslyn devrait être avalisé lorsqu'elle aura obtenu plus d'information à ce sujet.

Nouvelles technologies

La technologie est un élément fondamental de l'entreprise de Suncor. Suncor a été une pionnière du développement commercial des sables pétrolifères et continue à faire avancer la technologie grâce à l'innovation et à la collaboration, en vue d'améliorer les efficacités, d'abaisser les coûts et d'augmenter le rendement environnemental.

Suncor travaille sur plusieurs projets technologiques *in situ*, qui en sont à la prochaine phase d'essais sur le terrain. Parmi les exemples de nouveaux projets technologiques de Suncor, mentionnons les suivants :

- Pompes submersibles électriques – Suncor travaille avec des détaillants sur une technologie visant à améliorer le rendement de l'équipement dans le cadre du DGMV.
- N-SOLV^{MC} – Vers une récupération sans eau en utilisant un solvant chaud pour extraire le bitume de façon efficace, durable et économique.
- Drainage par gravité au moyen de la vapeur moins intensif et à technologie avancée (DGMV LITE) – Des essais sur le terrain sont en cours afin d'évaluer des technologies telles que l'ajout de solvants, l'ajout de surfactants, les appareils de régulation et les variateurs d'avance à l'injection afin d'améliorer les coûts, les ratios vapeur/pétrole, la rapidité de la récupération et la productivité.

Suncor est membre de la Canada's Oil Sands Innovation Alliance (COSIA), groupe de producteurs de sables pétrolifères rassemblés en vue d'accélérer l'amélioration du rendement environnemental par voie de collaboration.

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. À compter de 2014, la production est également vendue sur les marchés de la côte américaine du golfe du Mexique. 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. En 2013, environ 55 % ou 94 kb/j de la production de

bitume du secteur In situ (2012 – 63 % ou 83 kb/j) a été traitée par les installations de valorisation des Activités de base des Sables pétrolifères.

Volumés des ventes et produits des activités ordinaires – Principaux produits	2013		2012	
	kb/j	% des produits des activités ordinaires	kb/j	% des produits des activités ordinaires
Non corrosif – PBS non corrosif léger (compte tenu de Syncrude)	147,9	43	152,7	47
Corrosif – PBS corrosif léger et bitume	241,9	51	205,6	48
Produits non exclusifs, sous-produits et autres produits des activités ordinaires ¹⁾	s.o.	6	s.o.	5
	389,8		358,3	

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 nécessaires lorsque la Société n'est pas en mesure de répondre à la demande de diluant à l'interne, ainsi que de produits liés à l'électricité excédentaire provenant d'unités de cogénération.

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 activités du secteur 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 :

- 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.
- 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).
- 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.

- 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.
- À la raffinerie de Sarnia de Suncor, par l'entremise des réseaux Mainline et Lakehead d'Enbridge.
- À travers le 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.

À compter de 2014, Suncor a commencé à procéder à des expéditions de pétrole brut par le pipeline de la côte du golfe du Mexique de TransCanada, procurant à la Société plus de 50 kb/j de capacité d'expédition de pétrole brut à la côte américaine du golfe du Mexique et à un autre établissement, afin de faire croître la production de bitume à Firebag.

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 accessibles par avion et par des routes privées.

Ententes de redevances

Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude

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 en 2008.

Dans le cadre du nouveau régime de redevances, Suncor a 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. 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 2013, 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 (2012 – 30 % du R-C).

En 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 2013, le taux de redevance représentait 25 % du revenu net (2012 – 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. 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 promulgué le Règlement sur la MEB, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009 afin de déterminer la valeur du bitume aux fins des redevances. La Couronne a informé Suncor que le

Règlement sur la MEB s'appliquerait aux Activités de base des Sables pétrolifères aux fins de la CMR de Suncor (la MEB de Suncor). En 2009, Suncor a avisé la Couronne que la MEB de Suncor n'était pas conforme à la CMR de Suncor. En décembre 2010, le ministre de l'Énergie de l'Alberta a informé Suncor des modifications de la MEB de Suncor prévoyant des rajustements à la qualité du bitume qui n'étaient pas reconnus auparavant et des rajustements au transport. Pour ce qui est des rajustements à la qualité du bitume, Suncor a déposé un avis de commencement d'arbitrage auprès du gouvernement de l'Alberta le 29 janvier 2011 aux termes des dispositions de résolution des différends de la CMR de Suncor. En décembre 2013, Suncor a conclu une entente avec le gouvernement de l'Alberta en vue de résoudre toutes les questions non résolues en matière de redevances aux termes de la CMR de Suncor.

Les copropriétaires de Syncrude ont également déposé un avis de non-conformité auprès du gouvernement de l'Alberta, citant que des rajustements raisonnables dans la détermination de la valeur du bitume n'avaient pas été considérés par le gouvernement. En décembre 2013, les copropriétaires de Syncrude ont conclu une entente avec le gouvernement de l'Alberta en vue de résoudre toutes les questions non résolues en matière de redevances aux termes de la CMR de Syncrude.

Aux termes de ces ententes de règlement modifiées, certaines dispositions du Règlement sur la MEB, notamment les limites à l'égard d'un prix plancher, s'appliqueront pour la durée. Un prix plancher est appliqué lorsque les prix à l'égard du pétrole brut canadien sont vendus à escompte par rapport aux prix du pétrole brut de la côte américaine du golfe du Mexique.

En 2013, les redevances applicables au secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) représentaient environ 7 % (2012 – 6 %) des produits des activités ordinaires du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude). En 2013, Suncor a versé des redevances sur les activités de Syncrude qui représentaient en moyenne environ 5 % des produits des activités ordinaires de Syncrude avant le versement des redevances (2012 – 6 %).

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 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 située dans une fourchette 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 2013, Suncor a versé des redevances minimales représentant un taux de 7 % du R pour MacKay River (2012 – 6 % du R) de même que des redevances représentant en moyenne 7 % du R pour Firebag (2012 – 6 %), qui continue d'être dans la phase postérieure au versement.

Exploration et production

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

Côte Est du Canada – Actifs et activités

Située à St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), cette entreprise comprend des participations dans trois champs producteurs et dans des développements et des extensions futurs. Suncor participe également au 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 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 kb/j (68 kb/j nets pour Suncor) et une capacité de stockage de pétrole de 960 kb. 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 annuels réels sont plus bas que la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir, y compris les diminutions naturelles, l'injection de gaz et d'eau et les limites en matière de production ainsi que la fiabilité des actifs et de l'installation. La production à partir du champ pétrolifère Terra Nova a débuté en janvier 2002. Au 31 décembre 2013, il y a avait 29 puits : 17 puits de production, 9 puits d'injection d'eau et 3 puits d'injection de gaz. En 2013, la quote-part de Suncor de la production de Terra Nova s'élevait en moyenne à 14 kb/j comparativement à 9 kb/j en 2012. La Société a entrepris à la fin de septembre 2013 des travaux de maintenance hors station de dix semaines à l'installation de Terra Nova. Ces travaux visaient à réparer une chaîne de mouillage et à effectuer des travaux de maintenance préventifs sur les huit autres chaînes. La production a repris au début de décembre 2013. En comparaison, l'installation a été hors service pendant environ 27 semaines en 2012 dans le cadre d'un programme de maintenance planifiée des quais.

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, en 2014, la Société prévoit effectuer la maintenance de plusieurs puits de production et remettre en service une deuxième conduite d'écoulement jusqu'à un centre de forage sous-marin.

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., société gérée par ExxonMobil, 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 kb/j (46 kb/j nets pour Suncor) et une capacité de stockage du pétrole de 1 300 kb. Les niveaux de production réels sont toutefois inférieurs, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir, y compris les diminutions naturelles, l'injection de gaz et d'eau et les limites en matière de production ainsi que la fiabilité des actifs et de l'installation. La production à partir du champ Hibernia a débuté en novembre 1997. Au 31 décembre 2013, on comptait 62 puits en exploitation : 37 puits producteurs de pétrole, 14 puits d'injection d'eau à zone simple, 6 puits d'injection d'eau à zone double et 5 puits d'injection de gaz. En 2013, la quote-part de Suncor de la production de Hibernia atteignait en moyenne 27 kb/j (2012 – 26 kb/j). Hibernia utilise le même terminal de transbordement et un système de pétroliers navettes similaire à ceux qui sont actuellement utilisés pour le champ pétrolifère Terra Nova.

En 2010, des ententes définitives ont été signées entre les coentreprises d'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 depuis la plateforme à embase-poids et produisent du pétrole. Le troisième puits de production a été foré et entrera en production de pétrole au cours du premier trimestre de 2014. Les plans de développement courants comprennent le forage d'un maximum de deux puits de production supplémentaires depuis la plateforme à embase-poids et de six puits d'injection d'eau dans un centre de forage excavé en mer. L'infrastructure sous-marine a été installée à la fin de 2013, et le forage du premier puits à injection d'eau sous-marin a commencé au début de 2014. 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 2015, moment de l'achèvement de plusieurs puits d'injection d'eau prévus.

White Rose et les extensions White Rose

White Rose 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 kb/j (39 kb/j nets pour Suncor) et une capacité de stockage du pétrole de 940 kb. Les niveaux de production annuels réels sont inférieurs à la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir, y compris les diminutions naturelles, l'injection de gaz et d'eau et les limites en matière de production ainsi que la fiabilité des actifs et de l'installation. La production tirée de White Rose a commencé en novembre 2005. Au 31 décembre 2013, on comptait 33 puits en exploitation : 15 puits producteurs de pétrole, 15 puits d'injection d'eau et 3 puits de stockage du gaz naturel. En 2013, la quote-part de Suncor de la production de White Rose s'établissait en moyenne à 15 kb/j (2012 – 12 kb/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 coentreprises de White Rose ont signé une entente avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador pour le développement des extensions White Rose, qui comprend les champs satellites des extensions South White Rose, North Amethyst et West White Rose. En mai 2010, la première extraction de pétrole dans la partie North Amethyst a été réalisée, et le forage de développement est toujours en cours. Le développement du champ West White Rose a été divisé en deux stades. Le premier stade a été approuvé en 2010, et la première extraction de pétrole a été réalisée en 2011.

En octobre 2013, les coentreprises ont conclu une entente avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, qui a entraîné des modifications des conditions de l'entente cadre relative au projet d'expansion de White Rose de 2007, permettant le deuxième stade de développement du projet de West White Rose à l'aide d'une plateforme de tête de puits. La conception de plans techniques détaillés du projet est actuellement en cours, et l'obtention de l'autorisation est prévue pour la deuxième moitié de 2014. Le développement de l'extension South White Rose a commencé en 2013 par l'installation d'une infrastructure d'injection de gaz souterraine. L'infrastructure de production de pétrole et d'injection d'eau sera installée en 2014, et la première extraction de pétrole pour l'extension South White Rose est prévue vers la fin de 2014 ou le début de 2015.

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 kb et 52 espaces aux fins de forage ayant une capacité de production de 150 kb/j de pétrole brut (34 kb/j nets pour Suncor). Les travaux techniques détaillés et la construction de la structure gravitaire et la fabrication des installations en surface ont progressé conformément au plan en 2013. La production de pétrole devrait être amorcée en 2017. La tranche des coûts estimés par l'exploitant du projet qui est assumée par Suncor s'élève à environ 2,8 G\$.

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. Le permis est exploité par Suncor. En septembre 2013, l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extra-côtiers a délivré deux permis de découvertes importantes (SDL 1051 et SDL 1052) à l'égard de la découverte Ballicatters. Les possibilités de commercialisation de la découverte sont actuellement en cours d'évaluation.

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 6 autres permis d'exploration au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

International – actifs et activités

Buzzard – mer du Nord

Le champ pétrolifère Buzzard est situé dans l'Outer Moray Firth, soit à 95 km au nord-est d'Aberdeen, en Écosse. Exploitées par Nexen Petroleum U.K. Limited, filiale de China National Offshore Oil Corporation Limited (CNOOC), les installations de Buzzard ont une capacité de production brute installée d'environ 220 kb/j (66 kb/j nets pour Suncor) de pétrole et de 80 Mpi³/j de gaz naturel (24 Mpi³/j nets pour Suncor). Les niveaux de production annuels réels sont inférieurs à la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir, y compris les diminutions naturelles, les limites en matière d'injection de gaz, les limites en matière de production de gaz et d'eau ainsi que la fiabilité des actifs et de l'infrastructure. 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 2013, on comptait 45 puits : 33 puits producteurs de pétrole et de gaz et 12 puits d'injection d'eau. En 2013, la quote-part de Suncor de la production de Buzzard s'établissait en moyenne à 56 kbep/j (2012 – 48 bep/j).

En 2013, trois puits de développement du pétrole et de gaz ont été achevés par Buzzard, qui visent à réduire les baisses naturelles du réservoir.

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

Golden Eagle – mer du Nord

En 2011, 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 zones Peregrine, Hobby, Golden Eagle et Solitaire. 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 capacité de production brute initiale générée par les 21 puits de développement sera de 70 kbep/j (19 kbep/j nets pour Suncor). En 2013, les activités à Golden Eagle prévoyaient l'installation de deux 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. Ltd., estime que les frais de développement bruts seront de 2 G£ (3,5 G\$ CA) et de 0,6 G£ (1,0 G\$ CA) nets pour Suncor. 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 et d'évaluation de Suncor dans la mer du Nord comprennent notamment les zones suivantes :

- Découverte Beta (Norvège) – Suncor assure l'exploitation des permis PL375, PL375b et PL375c, dans lesquels elle détient une participation de 70 %. 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. Toutefois, un troisième puits foré dans un bloc faillé distinct n'a pas permis de découvrir d'hydrocarbures. La Société continuera d'évaluer la découverte Beta en interprétant les données sismiques tridimensionnelles acquises en 2013 et en réalisant de nouveaux travaux de forage à compter de 2014. Les permis Beta contiennent également d'autres occasions d'exploration.

- Découverte Butch (Norvège) – En 2011, Centrica plc, 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 a été tenté mais a été abandonné, en raison de son instabilité, avant d'atteindre la profondeur prévue. En décembre 2013, l'exploitant a commencé à forer le premier de deux puits supplémentaires sur le permis pour procéder à des travaux d'exploration pétrolière dans des blocs faillés distincts à partir de la découverte.
- Zone prometteuse Myrhauk (Norvège) – Suncor a une participation de 20 % dans le permis PL539, dont l'exploitant est Premier Oil plc. L'exploitant a prévu forer un puits d'exploration à la fin de 2014.
- Découverte Romeo (Royaume-Uni) – Au cours du deuxième semestre de 2012 et jusqu'au début de 2013, 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 %. Le forage a été terminé au début de 2013, et une évaluation postérieure a établi qu'il ne présentait pas d'intérêt commercial. Aucun autre travail n'a été prévu dans cette découverte.
- Zone prometteuse Scotney (Royaume-Uni) – En 2013, Suncor, à titre d'exploitant, a foré un puits dans le bloc 20/05b afin de se conformer aux engagements pour la réalisation des travaux prévus à l'égard du permis dans lequel elle détient une participation de 32,86 %. Ce puits a été achevé à la fin d'avril 2013 mais n'a pas donné lieu à la découverte d'hydrocarbures.
- Zone prometteuse Lily (Royaume-Uni) – Durant le quatrième trimestre de 2013, l'exploitant pour le permis P928 20/15, dans lequel Suncor a une participation de 29,89 %, a foré un puits d'exploration mais n'a pas trouvé d'hydrocarbures.
- Zone prometteuse Blackjack (Royaume-Uni) – Au cours du deuxième semestre de 2013, l'exploitant pour le permis P300 14/26a, dans lequel Suncor a une participation de 26,69 %, a procédé à un examen du site en vue du forage d'un puits d'exploration prévu, qui devrait commencer au cours du premier trimestre de 2014.

Suncor continue de rechercher d'autres occasions dans la mer du Nord, dans la mer de Norvège et dans la mer de Barents. La Société détient des participations dans 30 permis d'exploration dans les secteurs britannique et norvégien de ces régions.

Libye

En Libye, Suncor est signataire de sept CEPP avec la Libya National Oil Corporation (NOC). Cinq des sept CEPP contiennent des champs producteurs et des zones prometteuses d'exploration; les deux CEPP restantes sont des CEPP d'exploration qui ne contiennent pas de champs producteurs, et dont une est en cours d'abandon parce que le programme d'exploration n'a pas donné de résultats positifs. Ensemble, Suncor et la NOC planifient et mettent en œuvre conjointement le développement et la reprise du développement des champs existants dans le bassin Sirte. Les réserves existantes sont associées à cinq ententes distinctes, qui comportent cinq principaux champs producteurs. 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 d'un mécanisme de récupération des coûts sur 12 % de la production. Le pétrole restant après la récupération des coûts est appelé pétrole excédentaire et est réparti entre Suncor et la NOC en fonction de plusieurs facteurs. La quote-part de Suncor du pétrole excédentaire varie entre 4 % et 85 %. Les CEPP expirent le 31 décembre 2032 mais comportent une prolongation initiale de cinq ans jusqu'à la fin de 2037. En 2013, la quote-part de Suncor de la production en Libye s'est établie en moyenne à 21 kb/j (2012 – 42 kb/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 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 en février 2011. En mars 2011, Suncor a invoqué une situation de force majeure aux termes de ses CEPP. Suncor est sortie de la situation de force majeure relative au développement en décembre 2011 et de la situation de force majeure relative à l'exploration en juin 2012, et la production a repris, aux taux antérieurs.

En juillet 2013, les activités en Libye ont de nouveau été interrompues par suite de l'agitation politique, qui a entraîné la fermeture des terminaux de certains ports de mer. La production est interrompue depuis juillet 2013, et Suncor n'a pas haussé la production ni reconnu une vente depuis mai 2013. Certains ports de mer, principalement ceux situés sur la côte occidentale du pays, ont été rouverts à la fin de décembre 2013, mais les ports de mer de la partie orientale, notamment les terminaux Ras Lanuf et Es Sider, par l'entremise desquels le pétrole brut de Suncor est exporté, sont toujours fermés. Par suite de cette perte de production prolongée et de l'incertitude quant au moment de la reprise des activités en Libye, Suncor a enregistré une charge au titre de la moins-value après impôt de 101 M\$ sur ces actifs au cours du quatrième trimestre de 2013.

En dépit de la fermeture des ports de mer, Suncor a poursuivi les activités d'exploration en 2013. Au cours de cette année, deux puits interrompus et quatre puits d'exploration et d'évaluation supplémentaires ont été achevés. Des hydrocarbures ont été découverts dans trois de ces puits, alors que les trois autres puits ont été évalués comme des puits secs.

En 2013, des conventions de prolongation de la situation de force majeure à l'égard de l'exploration ont été signées par la NOC et Suncor, relativement à la situation de force majeure de 2011, prolongeant la période d'exploration du 31 décembre 2012 jusqu'au 12 avril 2014. Au début de 2014, la NOC a approuvé une prolongation additionnelle de la période d'exploration de un an jusqu'au 12 avril 2015, les conventions de prolongation officielles devant suivre plus tard en 2014. Les modalités des CEPP permettent de négocier des prolongations supplémentaires. Le coût estimatif de l'engagement en matière de programmes de travaux d'exploration restants de Suncor au 31 décembre 2013 s'établit à 349 M\$ US.

Au 31 décembre 2013, la Société avait une obligation en cours de 74 M\$ US pour une prime de signature liée à la ratification, par Petro-Canada, des CEPP de la Libye en 2008.

Syrie

En décembre 2011, dans le climat d'agitation soutenu en Syrie, des sanctions ont été imposées, et Suncor a invoqué une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a suspendu ses activités dans le pays. Suncor a ramené ses employés expatriés et a pris des mesures afin de continuer de soutenir ses employés syriens. La Société a cessé en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits associés à ses actifs syriens. Depuis 2011, 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 Ebla comprenait six puits de gaz 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 était livré au réseau de gaz naturel national de la Syrie pour la production d'électricité intérieure. Le projet Ebla comportait également trois puits de pétrole brut.

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 et s'il est établi que la perte de valeur n'est pas permanente.

Suncor a enregistré une perte de valeur sur le solde de la valeur comptable de ses actifs syriens au cours du quatrième trimestre de 2013, entraînant une charge au titre de la moins-value après impôt de 422 M\$, puisqu'il n'y a eu aucune résolution de la situation politique, ce qui a entraîné une hausse de l'incertitude à l'égard du moment où la Société pourrait reprendre les activités. Parallèlement, la Société a comptabilisé en résultat net un produit de 300 M\$ lié aux instruments d'atténuation des risques (223 M\$ après impôt), produit reçu en 2012 et ayant été précédemment inscrit à titre de provision à long terme.

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. Par conséquent, la Société a dû se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels pour ce secteur en 2010 et au début de 2011 et, en 2013, a vendu la plus grande partie de son entreprise de gaz naturel conventionnel restante, moyennant 1 G\$, avant les rajustements de clôture et les autres frais de clôture. Après ces aliénations, les actifs conservés

produisent environ trois kbep/j de gaz et deux kb/j de liquides.

Le gaz naturel extrait à la tête de puits demande plus de traitement. Suncor exploite actuellement une usine de traitement du gaz naturel à Wilson Creek (participation directe de 52,17 %) dont la capacité totale autorisée est de 34,6 Mpi³/j (18,1 Mpi³/j nets). 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.

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. Suncor détient une capacité garantie sur le TransCanada Pipelines Gas Transmission Northwest Pipeline (GTN). La capacité garantie du GTN permet à Suncor de livrer le gaz naturel aux marchés du nord-ouest du Pacifique et de la Californie.

La production de pétrole brut provenant des actifs du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord est acheminée par des oléoducs exploités par des sociétés indépendantes. Dans la plupart des ententes de vente, Suncor est responsable du transport jusqu'au point de vente.

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

Ventes des principaux produits

La production pétrolière et gazière provenant des secteurs Côte Est du Canada, Mer du Nord et du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord est soit commercialisée par notre secteur Commerce d'énergie, agissant à titre d'agent de commercialisation, soit vendue 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, avant l'interruption de la production, le pétrole brut était commercialisé 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.

Sommaire des ventes – Exploitation et production

Volumes des ventes	2013		2012	
	kbep/j	% des produits des activités ordinaires	kbep/j	% des produits des activités ordinaires
Côte Est du Canada				
Pétrole brut	55,9	40	46,7	33
International				
Pétrole brut et LGN	75,2	53	88,5	59
Gaz naturel	1,2	0	1,0	1
Activités terrestres en Amérique du Nord				
Pétrole brut et LGN	5,3	3	5,6	3
Gaz naturel	32,0	4	48,3	4
Total – Exploration et production				
Pétrole brut et LGN	136,4	96	140,8	95
Gaz naturel	33,2	4	49,3	5

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 paliers de redevances supplémentaires, qui sont devenues payables lorsque certains niveaux de rentabilité précis ont été atteints. 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 palier est égale 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 palier, correspondant à 12,5 % des produits des activités ordinaires nets, est devenue payable en 2008. En 2013, les redevances de Terra Nova se sont établies en moyenne à 12 % des produits des activités ordinaires bruts (2012 – 36 %) et ont diminué, situation principalement due à des coûts déductibles plus élevés en 2013.

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 paliers 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 palier, qui est devenue payable en 2009, correspond à 30 % des produits des activités ordinaires nets. La redevance du deuxième palier 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 redevance supplémentaire du troisième palier 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 palier et redevance de deuxième palier) à celle décrite ci-dessus pour Hibernia. À l'heure actuelle, Suncor est soumise à une redevance brute de 5 %. La production tirée de l'unité d'extension Hibernia Southern sera soumise à une redevance supplémentaire de troisième palier qui représente entre 2,5 % et 7,5 % des produits des activités ordinaires nets, en fonction du cours du WTI. La redevance de troisième palier de l'unité

d'extension Hibernia Southern commencera à s'appliquer au même moment que la redevance nette de premier palier. En 2013, les redevances d'Hibernia (y compris l'unité d'extension Hibernia Southern) et la participation au bénéfice net supplémentaire représentaient en moyenne 36 % des produits des activités ordinaires bruts (2012 – 35 %).

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 et de deux paliers de redevances supplémentaires qui sont devenues payables lorsque certains niveaux de rentabilité précis ont été atteints. 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 palier est égale à 20 % des produits des activités ordinaires nets, et est devenue payable en 2007. La redevance de deuxième palier, 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 palier supplémentaire, correspondant à 6,5 % des produits des activités ordinaires nets, qui est payable si le prix du WTI est supérieur à 50 \$ CA/b. Actuellement, les extensions White Rose ne sont assujetties qu'à une redevance brute de 2,5 %. En 2013, le total des paiements de redevances de White Rose s'est établi en moyenne à 16 % des produits des activités ordinaires bruts (2012 – 12 %).

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 principalement par le *Natural Gas Royalty Regulation 2009* et par le *Petroleum Royalty Regulation 2009*. Les redevances applicables à la production de gaz naturel et de pétrole 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. Les pourcentages varient en fonction notamment de la profondeur du puits, des taux de production, du prix et de la qualité du gaz naturel et du pétrole brut. Les nouveaux puits reçoivent un pourcentage maximum initial

de 5 %, sous réserve de plafonds en matière de volume et de crédit. En Alberta, les frais de collecte, de compression et de traitement de la part de gaz et de LGN du gouvernement provincial sont des déductions admissibles sur les redevances brutes payables. Les redevances pour les LGN sont calculées en fonction de prix de référence prescrits, multipliés par des pourcentages fixes de 30 % pour le propane et le butane, et de 40 % pour les pentanes.

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 formules (taux) de redevances applicables à la production de gaz naturel sont différentes selon la date de forage du puits. Les taux pour le gaz commencent à 9 % et sont soumis à une échelle mobile comportant un taux de redevances maximal de 27 % à mesure que les prix augmentent. La Colombie-Britannique prévoit des rajustements des redevances pour le forage en profondeur, des taux de production réduits et des modes de production uniques. En Colombie-Britannique, les frais sur le terrain (collecte, compression et traitement) sont admissibles à titre de déductions pour les coûts des services sur les redevances brutes. Les frais de traitement en usine sont inclus à titre de rajustement du prix d'évaluation du gouvernement provincial. Les redevances payables sur les LGN sont fixes et représentent 20 % des produits tirés des activités ordinaires.

En 2013, les redevances payables sur la production du secteur Activités terrestres en Amérique du Nord se sont établies en moyenne à 10 % des produits tirés des activités ordinaires bruts (2012 – 7 %).

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 kb/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 et, dans une moindre mesure, par transport ferroviaire et maritime. Avec la mise en service de l'installation de déchargement ferroviaire, au cours du quatrième trimestre de 2013, la raffinerie de Montréal a également commencé à recevoir des pétroles bruts provenant de l'intérieur des terres. On prévoit que les volumes transportés par rail augmenteront, atteignant 35 kb/j d'ici la fin du premier trimestre de 2014.

La raffinerie de Montréal comprend de l'essence, du distillat, de l'asphalte et des produits pétrochimiques, 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 kb/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, et est en mesure de compléter périodiquement l'approvisionnement avec des achats effectués aux États-Unis.

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 355 000 tonnes métriques en 2013 (2012 – 362 000 tonnes métriques). 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 2013, l'usine a produit environ 804 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 2014, Suncor a porté la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton de 140 kb/j à 142 kb/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. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie au moyen de pipelines appartenant à la Société et à des tiers.

Les charges d'alimentation proviennent des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, de l'exploitation Syncrude (notamment les volumes achetés par Suncor, qui font partie de la quote-part de la production des autres copropriétaires) et d'autres producteurs exerçant des activités dans les régions de l'Athabasca et de Cold Lake, en Alberta. La raffinerie peut traiter une charge d'alimentation mixte d'environ 41 kb/j (composée de 29 kb/j de bitume et de 12 kb/j de diluants) et traite environ 44 kb/j de PBS corrosif. La raffinerie peut

également traiter environ 57 kb/j de PBS non corrosif au moyen de son train de pétrole synthétique.

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 kb/j de pétrole brut. La raffinerie traite principalement du pétrole brut classique, mais elle est également en mesure de traiter jusqu'à 15 kb/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 58 % 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 2013 et 2012. Les utilisations des raffineries tiennent compte de l'incidence des travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

Production brute moyenne quotidienne (kbj, sauf indication contraire)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Synthétique non corrosif – Activités de base des Sables pétrolifères	—	—	28,0	14,5	45,5	47,6	—	0,2
Synthétique corrosif – Activités de base des Sables pétrolifères	—	—	11,3	22,7	59,3	49,9	8,0	8,3
Synthétique – Autre	—	—	11,6	8,3	23,6	39,2	8,9	—
Classique léger – Côte Est du Canada ¹⁾	14,6	21,6	—	—	—	—	—	—
Classique léger – Autre	94,2	84,8	24,8	0,8	0,5	0,6	72,1	60,2
Classique corrosif	0,2	4,7	—	22,2	—	—	11,3	—
Classique lourd	16,7	18,0	—	—	—	0,6	—	27,0
Total	125,7	129,1	75,7	68,5	128,9	137,9	100,3	95,7
Utilisation ²⁾ (%)	92	94	89	81	92	102	102	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) Taux d'utilisation des raffineries fondés sur les capacités de traitement de pétrole brut pour 2013 (en kbj) : Montréal – 137; Sarnia – 85; Edmonton – 140 et Commerce City – 98.

Composition de la production de pétrole raffiné %	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Essence	41	41	39	39	43	43	49	47
Distillat	37	35	46	46	52	52	35	34
Autres	22	24	15	15	5	5	16	19

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 et Oakville
Pipeline Sun-Canadian	55,0 %	Produit raffiné	Sarnia (Ontario)	Ontario – Toronto, London et 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, principalement sous la bannière Petro-Canada^{MC}, à l'échelle nationale. Au 31 décembre 2013, ce réseau de stations-services au détail comprenait 1 454 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 2013 (2012 – 4,8 millions de litres par site) et représentaient une part estimative de 18 % (2012 – 17 %) du marché national de la vente au détail.

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 un 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.

Sommaire des ventes au détail

Emplacements	Au 31 décembre	
	2013	2012
Stations-service au détail – Canada		
De la bannière Petro-Canada ^{MC}	1 454	1 458
De la bannière Sunoco ^{MC}	7	7
	1 461	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)	259	246

Volumes de ventes	2013		2012	
	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	18,4		19,8	
Ouest de l'Amérique du Nord	20,9		20,4	
	39,3	46	40,2	47
Distillats (comprend le carburant diesel, le mazout et le carburant aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	14,2		12,0	
Ouest de l'Amérique du Nord	19,2		19,0	
	33,4	40	31,0	39
Autres (comprend le mazout lourd, l'asphalte, les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les autres produits)				
Est de l'Amérique du Nord	9,1		9,8	
Ouest de l'Amérique du Nord	4,5		4,6	
	13,6	14	14,4	14
	86,3		85,6	

Les volumes des ventes de certains produits sont modérément touchés 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. 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 ainsi que les raffineries de Sarnia et de Montréal. 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 cinq grands groupes de produits de base, à savoir le pétrole brut, le gaz naturel, le soufre, le coke de pétrole et l'électricité. Le secteur Commerce d'énergie offre 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.

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, la capacité d'entreposage et l'accès par rail, 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.

Au cours du quatrième trimestre de 2013, après l'achèvement de l'installation de déchargement ferroviaire à Montréal, le secteur Commerce d'énergie a commencé à envoyer du pétrole brut qui ne lui appartient pas à la raffinerie de Montréal. Cela a permis à la raffinerie de Montréal de tirer parti des différentiels de prix entre les pétroles bruts provenant de l'intérieur des terres et les pétroles bruts mondiaux. Une deuxième installation de déchargement ferroviaire est prévue pour Tracy, au Québec. Il est prévu que cela donnera aux produits du secteur Sables pétrolifères l'accès aux eaux de marée de l'Est et que cela pourrait commencer dès le deuxième trimestre de 2014.

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 a une capacité de production de 400 millions de litres par année. En 2013, l'usine a produit 415,0 millions de litres d'éthanol (2012 – 412,5 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 évitent des émissions équivalentes de dioxyde de carbone (CO₂) d'environ 395 000 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. En décembre 2013, le projet Adelaide a reçu l'approbation des organismes de réglementation, et la construction devrait commencer au deuxième trimestre de 2014. Le projet Cedar Point continuera à franchir les diverses étapes du processus réglementaire en 2014. Les deux projets, situés en Ontario, devraient ajouter une capacité installée brute additionnelle de 140 MW, haussant la capacité installée brute des projets éoliens de Suncor de 55 %.

Projets éoliens en exploitation de Suncor :

Projets éoliens		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	2013	2012
Sables pétrolifères	6 310	6 015
Exploration et production	479	719
Raffinage et commercialisation	3 265	3 175
Siège social, Commerce d'énergie et Énergie renouvelable	3 892	4 023
Total	13 946	13 932

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 35 % des employés de la Société étaient couverts par des conventions collectives à la fin de 2013. La majorité de ces employés sont représentés par Unifor, un nouveau syndicat créé par la fusion du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier et des Travailleurs canadiens de l'automobile. Des conventions collectives d'une durée de trois ans avec environ 4 250 employés du secteur Sables pétrolifères de la Société, In situ, du raffinage, des lubrifiants et des terminaux de la

Société ont été négociées en 2013. La convention collective avec Unifor visant environ 60 employés de l'installation Terra Nova a expiré le 30 septembre 2013, et un renouvellement est en cours de négociation. Une deuxième convention collective avec le syndicat des Teamsters, visant environ 30 employés des terminaux et des entrepôts de la Colombie-Britannique de la Société, a expiré le 31 janvier 2014, et un renouvellement est en cours de négociation. Des conventions collectives avec le United Steel Workers Union visant environ 250 employés travaillant à la raffinerie de Commerce City et avec la Suncor Employees' Bargaining Association, représentant environ 200 employés de la raffinerie de Sarnia, expireront le 31 janvier 2015 et le 28 février 2015, respectivement.

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 les 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 demeure engagée à réduire l'intensité globale de ses émissions de gaz à effet de serre (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 travaillons 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, en investissant dans la recherche et le développement technologiques et en recherchant d'autres occasions, tant à l'interne que dans le cadre d'initiatives conjointes, comme notre rôle dans la COSIA. 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 environnemental 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'en assurer le respect.

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 qu'ils 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. Afin de soutenir et de mettre en valeur les buts de la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité, Suncor remet des 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. La cérémonie de remise des prix souligne la progression d'initiatives en matière de sécurité et offre des occasions de formation à tous les employés.

Les politiques susmentionnées sont passées en revue chaque année et peuvent être consultées sur l'intranet et le site Internet de la Société. Des ateliers et des séances de formation supplémentaires sont également 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.

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 28 février 2014, avec une date de prise d'effet au 31 décembre 2013, et l'information a été établie au 21 février 2014.

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 et In situ sont fondées sur des évaluations réalisées par GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ ») en date du 31 décembre 2013 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 extracôtiers à Terre-Neuve-et-Labrador (Côte Est du Canada), ses actifs traditionnels extracôtiers situés au Royaume-Uni (« Mer du Nord »), ses actifs traditionnels situés en Libye (« Autres – International ») et ses actifs de gaz naturel dans les zones pétrolières de formations étanches situés principalement dans l'Ouest canadien (Activités terrestres en Amérique du Nord), sont fondées sur les évaluations réalisées par Sproule Associates Limited ou Sproule International Limited (collectivement, « Sproule ») en date du 31 décembre 2013 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 gaz naturel et de LGN 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, les dépenses générales et administratives et certains frais d'abandon et frais de remise en état. Les produits des activités ordinaires nets futurs sont présentés avant et après impôts.

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 gaz naturel et de LGN visées par les estimations figurant dans les présentes seront récupérées. Les réserves réelles de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de gaz naturel et de LGN 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 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 ou 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.

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 gaz¹⁾²⁾³⁾
 au 31 décembre 2013
 (prix et coûts prévisionnels)

	PBS ⁴⁾ (Mb)		Bitume (Mb)		Pétrole léger et moyen (Mb)		Gaz naturel ⁵⁾ (Gpi)		LGN (Mb)		Total (Mbep)	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
<i>Prouvées développées exploitées</i>												
Exploitation minière	1 863	1 670	—	—	—	—	—	—	—	—	1 863	1 670
In situ	151	143	167	152	—	—	—	—	—	—	318	295
Côte Est du Canada	—	—	—	—	41	30	—	—	—	—	41	30
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	2	1	42	35	1	1	10	8
Total – Canada	2 014	1 812	167	152	43	32	42	35	1	1	2 232	2 003
Mer du Nord	—	—	—	—	79	79	2	2	—	—	79	79
Autres – International	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées exploitées	2 014	1 812	167	152	121	110	45	38	1	1	2 311	2 082
<i>Prouvées développées inexploitées</i>												
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	3	3	—	—	1	1
Total – Canada	—	—	—	—	—	—	3	3	—	—	1	1
Mer du Nord	—	—	—	—	4	4	—	—	—	—	4	4
Autres – International	—	—	—	—	149	54	—	—	—	—	149	54
Total des réserves prouvées développées inexploitées	—	—	—	—	152	58	4	4	—	—	153	58
<i>Prouvées non développées</i>												
Exploitation minière	—	—	845	764	—	—	—	—	—	—	845	764
In situ	564	497	875	749	—	—	—	—	—	—	1 439	1 245
Côte Est du Canada	—	—	—	—	26	18	—	—	—	—	26	18
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	2	1	4	4	—	—	2	2
Total – Canada	564	497	1 720	1 512	27	20	4	4	—	—	2 312	2 029
Mer du Nord	—	—	—	—	25	25	1	1	—	—	25	25
Autres – International	—	—	—	—	3	1	—	—	—	—	3	1
Total des réserves prouvées non développées	564	497	1 720	1 512	55	45	5	5	—	—	2 340	2 055
<i>Prouvées</i>												
Exploitation minière	1 863	1 670	845	764	—	—	—	—	—	—	2 707	2 433
In situ	715	639	1 043	901	—	—	—	—	—	—	1 758	1 540
Côte Est du Canada	—	—	—	—	67	48	—	—	—	—	67	48
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	3	3	50	42	1	1	13	11
Total – Canada	2 578	2 309	1 887	1 665	70	51	50	42	1	1	4 544	4 033
Mer du Nord	—	—	—	—	107	107	4	4	—	—	108	108
Autres – International	—	—	—	—	151	55	—	—	—	—	151	55
Total des réserves prouvées	2 578	2 309	1 887	1 665	329	213	54	46	1	1	4 804	4 195
<i>Probables</i>												
Exploitation minière	520	459	397	339	—	—	—	—	—	—	916	798
In situ	1 092	901	457	355	—	—	—	—	—	—	1 550	1 256
Côte Est du Canada	—	—	—	—	279	215	—	—	—	—	279	215
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	2	2	36	31	1	1	9	7
Total – Canada	1 612	1 360	854	694	281	217	36	31	1	1	2 754	2 277
Mer du Nord	—	—	—	—	36	36	2	2	—	—	37	37
Autres – International	—	—	—	—	112	40	—	—	—	—	112	40
Total des réserves probables	1 612	1 360	854	694	429	293	39	33	1	1	2 902	2 354
<i>Prouvées et probables</i>												
Exploitation minière	2 382	2 129	1 241	1 103	—	—	—	—	—	—	3 624	3 232
In situ	1 807	1 541	1 500	1 256	—	—	—	—	—	—	3 307	2 797
Côte Est du Canada	—	—	—	—	346	263	—	—	—	—	346	263
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	5	4	86	73	2	2	21	18
Total – Canada	4 189	3 669	2 741	2 359	351	268	86	73	2	2	7 298	6 310
Mer du Nord	—	—	—	—	144	144	7	7	—	—	145	145
Autres – International	—	—	—	—	263	95	—	—	—	—	263	95
Total des réserves prouvées et probables	4 189	3 669	2 741	2 359	758	506	92	80	2	2	7 706	6 549

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

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz¹⁾²⁾³⁾
 au 31 décembre 2013
 (prix et coûts prévisionnels)

	PBS ⁴⁾ (Mb)		Bitume (Mb)		Pétrole léger et moyen (Mb)		Gaz naturel ⁵⁾ (Gpi)		LGN (Mb)		Total (Mbep)	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
<i>Prouvées développées exploitées</i>												
Exploitation minière	1 863	1 660	—	—	—	—	—	—	—	—	1 863	1 660
In situ	151	144	167	153	—	—	—	—	—	—	318	297
Côte Est du Canada	—	—	—	—	41	30	—	—	—	—	41	30
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	2	1	36	32	1	1	8	7
Total – Canada	2 014	1 804	167	153	43	31	36	32	1	1	2 231	1 995
Mer du Nord	—	—	—	—	79	79	2	2	—	—	80	80
Autres – International	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées exploitées	2 014	1 804	167	153	122	111	39	34	1	1	2 311	2 075
<i>Prouvées développées inexploitées</i>												
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	3	3	—	—	1	1
Total – Canada	—	—	—	—	—	—	3	3	—	—	1	1
Mer du Nord	—	—	—	—	4	4	—	—	—	—	4	4
Autres – International	—	—	—	—	150	55	—	—	—	—	150	55
Total des réserves prouvées développées inexploitées	—	—	—	—	154	59	4	4	—	—	155	60
<i>Prouvées non développées</i>												
Exploitation minière	—	—	845	790	—	—	—	—	—	—	845	790
In situ	564	516	876	776	—	—	—	—	—	—	1 439	1 292
Côte Est du Canada	—	—	—	—	26	18	—	—	—	—	26	18
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	2	2	5	4	—	—	3	3
Total – Canada	564	516	1 720	1 566	28	20	5	4	—	—	2 312	2 102
Mer du Nord	—	—	—	—	25	25	1	1	—	—	26	26
Autres – International	—	—	—	—	3	1	—	—	—	—	3	1
Total des réserves prouvées non développées	564	516	1 720	1 566	56	46	6	6	—	—	2 340	2 129
<i>Prouvées</i>												
Exploitation minière	1 863	1 660	845	790	—	—	—	—	—	—	2 707	2 450
In situ	715	660	1 043	929	—	—	—	—	—	—	1 758	1 590
Côte Est du Canada	—	—	—	—	67	47	—	—	—	—	67	47
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	4	3	44	39	1	1	12	11
Total – Canada	2 577	2 321	1 888	1 719	70	51	44	39	1	1	4 544	4 098
Mer du Nord	—	—	—	—	108	108	4	4	—	—	109	109
Autres – International	—	—	—	—	153	56	—	—	—	—	153	56
Total des réserves prouvées	2 577	2 321	1 888	1 719	332	215	48	44	1	1	4 806	4 263
<i>Probables</i>												
Exploitation minière	520	462	397	344	—	—	—	—	—	—	916	806
In situ	1 092	891	457	388	—	—	—	—	—	—	1 550	1 279
Côte Est du Canada	—	—	—	—	279	211	—	—	—	—	279	211
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	2	2	32	30	1	1	8	8
Total – Canada	1 612	1 353	854	732	281	213	32	30	1	1	2 753	2 303
Mer du Nord	—	—	—	—	36	36	2	2	—	—	36	36
Autres – International	—	—	—	—	110	33	—	—	—	—	110	33
Total des réserves probables	1 612	1 353	854	732	427	282	34	33	1	1	2 900	2 372
<i>Prouvées et probables</i>												
Exploitation minière	2 382	2 122	1 241	1 133	—	—	—	—	—	—	3 624	3 255
In situ	1 807	1 551	1 500	1 318	—	—	—	—	—	—	3 307	2 869
Côte Est du Canada	—	—	—	—	346	258	—	—	—	—	346	258
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	6	5	76	70	2	1	20	18
Total – Canada	4 189	3 673	2 742	2 451	352	264	76	70	2	1	7 297	6 401
Mer du Nord	—	—	—	—	144	144	7	7	—	—	146	145
Autres – International	—	—	—	—	263	89	—	—	—	—	263	89
Total des réserves prouvées et probables	4 189	3 673	2 742	2 451	759	497	83	76	2	1	7 705	6 635

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

Variation des réserves brutes de pétrole¹⁾²⁾³⁾

au 31 décembre 2013

(prix et coûts prévisionnels)

	PBS ⁴⁾			Bitume			Pétrole léger et moyen		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
			Mb			Mb			Mb
31 décembre 2012									
Exploitation minière	1 958	539	2 497	—	—	—	—	—	—
In situ	665	1 060	1 725	964	695	1 659	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	76	268	344
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	11	4	15
Total – Canada	2 623	1 599	4 222	964	695	1 659	87	272	359
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	124	43	167
Autres – International	—	—	—	—	—	—	151	117	268
Total	2 623	1 599	4 222	964	695	1 659	362	432	794
Extensions et récupération améliorée⁵⁾									
Exploitation minière	—	—	—	845	397	1 241	—	—	—
In situ	76	(66)	10	74	(69)	5	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	21	21
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	2	1	3
Total – Canada	76	(66)	10	919	327	1 246	2	22	24
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres – International	—	—	—	—	—	—	—	1	1
Total	76	(66)	10	919	327	1 246	3	22	25
Révisions techniques⁷⁾									
Exploitation minière	(7)	(19)	(26)	—	—	—	—	—	—
In situ	4	98	102	30	(168)	(139)	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	11	(10)	1
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	1	—	—
Total – Canada	(2)	79	76	30	(168)	(139)	12	(10)	1
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	3	(7)	(3)
Autres – International	—	—	—	—	—	—	8	(6)	2
Total	(2)	79	76	30	(168)	(139)	23	(23)	—
Découvertes⁸⁾									
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total – Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres – International	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—	—	—	—

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

Variation des réserves brutes de pétrole¹⁾²⁾³⁾ (suite)
 au 31 décembre 2013
 (prix et coûts prévisionnels)

	PBS ⁴⁾			Bitume			Pétrole léger et moyen		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
			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	—	—	—	—	—	—	(10)	(2)	(12)
Total – Canada	—	—	—	—	—	—	(10)	(2)	(12)
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres – International	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—	(10)	(2)	(12)
Facteurs économiques⁹⁾									
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total – Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres – International	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production									
Exploitation minière	(89)	—	(89)	—	—	—	—	—	—
In situ	(30)	—	(30)	(25)	—	(25)	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	(21)	—	(21)
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	(1)	—	(1)
Total – Canada	(119)	—	(119)	(25)	—	(25)	(22)	—	(22)
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	(20)	—	(20)
Autres – International	—	—	—	—	—	—	(8)	—	(8)
Total	(119)	—	(119)	(25)	—	(25)	(49)	—	(49)
31 décembre 2013									
Exploitation minière	1 863	520	2 382	845	397	1 241	—	—	—
In situ	715	1 092	1 807	1 043	457	1 500	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	67	279	346
Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—	3	2	5
Total – Canada	2 577	1 612	4 189	1 887	854	2 741	70	281	351
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	107	36	144
Autres – International	—	—	—	—	—	—	151	112	263
Total	2 577	1 612	4 189	1 887	854	2 741	329	429	758

Voir les notes 1) à 9) 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 LGN¹⁾²⁾

au 31 décembre 2013

(prix et coûts prévisionnels)

	Gaz naturel ⁵⁾			LGN		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	Gpi ³	Gpi ³	Gpi ³	Mb	Mb	Mb
31 décembre 2012						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	854	265	1 119	8	3	10
Mer du Nord	5	4	9	—	—	—
Total	859	268	1 128	8	3	11
Extensions et récupération améliorée⁶⁾						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	6	13	19	—	—	1
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Total	6	13	19	—	—	1
Révisions techniques⁷⁾						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	6	(2)	4	—	—	—
Mer du Nord	2	(1)	—	—	—	—
Total	8	(3)	4	—	—	—
Découvertes⁸⁾						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—
Acquisitions						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	—	—	—	—
Aliénations						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	(748)	(244)	(992)	(6)	(2)	(9)
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Total	(748)	(244)	(992)	(6)	(2)	(9)
Facteurs économiques⁹⁾						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	—	4	5	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—
Autres – International	—	—	—	—	—	—
Total	—	4	5	—	—	—
Production						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	(69)	—	(69)	(1)	—	(1)
Mer du Nord	(3)	—	(3)	—	—	—
Total	(72)	—	(72)	(1)	—	(1)
31 décembre 2013						
Canada – Activités terrestres en Amérique du Nord	50	36	86	1	1	2
Mer du Nord	4	2	7	—	—	—
Total	54	39	92	1	1	2

Voir les notes 1) à 9) 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 2013

- (1) 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.
- (2) Les chiffres des tableaux sur les données relatives aux réserves pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.
- (3) Les réserves indiquées aux lignes « Autres – International » comprennent les quantités de pétrole brut en Libye, qui devraient être produites aux termes de CEPP. 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 de PBS comprennent les volumes des ventes de diesel de la Société.
- (5) Comprend le gaz associé et non associé mélangés.
- (6) 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.
- (7) Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées.
- (8) 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.
- (9) Les facteurs économiques désignent les changements attribuables principalement aux prévisions de prix, aux taux d'inflation ou aux modifications réglementaires.

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 de la Canadian Oil and Gas Evaluation (COGE). Le texte qui suit contient un résumé des définitions qu'il contient.

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.

Les catégories de réserves prouvées et probables peuvent être subdivisées 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 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 Suncor 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 par la société de pétrole nationale pour le compte de Suncor. 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 quantitative 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 futurs¹⁾

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts
au 31 décembre 2013
(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)					Valeur unitaire (\$/boe)
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
Prouvées développées exploitées						
Exploitation minière	42 653	27 208	19 172	14 594	11 765	11,48
In situ	8 800	7 600	6 673	5 939	5 347	22,62
Côte Est du Canada	1 718	1 648	1 565	1 485	1 413	51,82
Activités terrestres en Amérique du Nord	179	152	131	115	103	16,59
Total – Canada	53 350	36 609	27 541	22 133	18 628	13,75
Mer du Nord	6 077	5 131	4 456	3 958	3 577	56,30
Autres – International	—	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées exploitées	59 427	41 740	31 997	26 091	22 206	15,37
Prouvées développées inexploitées						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	11	8	6	5	4	9,72
Total – Canada	11	8	6	5	4	9,72
Mer du Nord	301	246	210	184	165	54,00
Autres – International	4 940	3 666	2 884	2 365	1 997	53,69
Total des réserves prouvées développées inexploitées	5 252	3 920	3 101	2 554	2 166	53,23
Prouvées non développées						
Exploitation minière	10 603	1 085	(1 751)	(2 709)	(3 036)	(2,29)
In situ	30 387	13 972	7 064	3 814	2 127	5,67
Côte Est du Canada	1 127	920	781	681	606	43,30
Activités terrestres en Amérique du Nord	67	41	25	15	8	11,35
Total – Canada	42 184	16 018	6 119	1 801	(295)	3,02
Mer du Nord	1 596	1 272	1 023	829	675	40,78
Autres – International	69	44	28	17	10	30,93
Total des réserves prouvées non développées	43 849	17 334	7 170	2 647	390	3,49
Prouvées						
Exploitation minière	53 256	28 293	17 421	11 885	8 729	7,16
In situ	39 187	21 572	13 736	9 753	7 474	8,92
Côte Est du Canada	2 845	2 569	2 346	2 167	2 019	48,63
Activités terrestres en Amérique du Nord	257	201	162	135	115	15,12
Total – Canada	95 544	52 635	33 665	23 939	18 338	8,35
Mer du Nord	7 974	6 650	5 689	4 971	4 417	52,62
Autres – International	5 009	3 710	2 912	2 382	2 007	53,31
Total des réserves prouvées	108 528	62 994	42 267	31 292	24 762	10,07
Probables						
Exploitation minière	33 760	10 492	5 025	3 115	2 234	6,30
In situ	64 266	16 632	6 407	3 463	2 314	5,10
Côte Est du Canada	15 373	9 020	5 829	4 013	2 885	27,11
Activités terrestres en Amérique du Nord	187	108	66	43	29	8,96
Total – Canada	113 587	36 252	17 327	10 634	7 461	7,61
Mer du Nord	3 441	2 424	1 811	1 416	1 146	49,14
Autres – International	4 593	2 500	1 520	1 009	717	37,70
Total des réserves probables	121 620	41 176	20 658	13 059	9 324	8,78
Prouvées et probables						
Exploitation minière	87 016	38 785	22 446	15 000	10 963	6,95
In situ	103 452	38 204	20 143	13 216	9 788	7,20
Côte Est du Canada	18 218	11 588	8 175	6 180	4 904	31,05
Activités terrestres en Amérique du Nord	444	309	228	178	144	12,61
Total – Canada	209 131	88 886	50 992	34 573	25 799	8,08
Mer du Nord	11 415	9 073	7 500	6 387	5 563	51,73
Autres – International	9 602	6 210	4 433	3 391	2 724	46,68
Total des réserves prouvées et probables	230 148	104 170	62 925	44 351	34 086	9,61

Voir les notes 1) et 2) à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs pour obtenir de l'information importante.

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts

au 31 décembre 2013

(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées développées exploitées					
Exploitation minière	32 682	20 624	14 426	10 932	8 791
In situ	7 360	6 349	5 571	4 957	4 464
Côte Est du Canada	1 414	1 361	1 292	1 225	1 164
Activités terrestres en Amérique du Nord	179	152	131	115	103
Total – Canada	41 635	28 487	21 420	17 229	14 521
Mer du Nord	1 891	1 602	1 391	1 235	1 116
Autres – International	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées exploitées	43 526	30 088	22 811	18 464	15 638
Prouvées développées inexploitées					
Exploitation minière	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	11	8	6	5	4
Total – Canada	11	8	6	5	4
Mer du Nord	114	96	84	75	68
Autres – International	1 753	1 324	1 059	882	756
Total des réserves prouvées développées inexploitées	1 877	1 428	1 149	962	828
Prouvées non développées					
Exploitation minière	8 725	886	(1 461)	(2 256)	(2 528)
In situ	22 399	9 872	4 724	2 358	1 157
Côte Est du Canada	902	716	594	508	445
Activités terrestres en Amérique du Nord	67	41	25	15	8
Total – Canada	32 093	11 515	3 882	625	(917)
Mer du Nord	611	498	409	337	278
Autres – International	24	15	10	6	3
Total des réserves prouvées non développées	32 728	12 028	4 300	968	(636)
Prouvées					
Exploitation minière	41 407	21 510	12 965	8 676	6 263
In situ	29 759	16 221	10 295	7 315	5 621
Côte Est du Canada	2 316	2 077	1 886	1 733	1 609
Activités terrestres en Amérique du Nord	257	201	162	135	115
Total – Canada	73 739	40 009	25 308	17 859	13 608
Mer du Nord	2 615	2 196	1 883	1 646	1 463
Autres – International	1 776	1 339	1 069	888	759
Total des réserves prouvées	78 131	43 544	28 260	20 394	15 830
Probables					
Exploitation minière	25 171	7 700	3 631	2 228	1 589
In situ	47 475	12 066	4 626	2 506	1 675
Côte Est du Canada	11 427	6 610	4 180	2 795	1 937
Activités terrestres en Amérique du Nord	187	108	66	43	29
Total – Canada	84 260	26 484	12 503	7 572	5 229
Mer du Nord	1 326	961	737	589	487
Autres – International	1 607	888	547	368	265
Total des réserves probables	87 194	28 333	13 787	8 529	5 980
Prouvées et probables					
Exploitation minière	66 578	29 210	16 596	10 904	7 852
In situ	77 234	28 287	14 921	9 822	7 296
Côte Est du Canada	13 743	8 687	6 065	4 528	3 546
Activités terrestres en Amérique du Nord	444	309	228	178	144
Total – Canada	158 000	66 493	37 810	25 431	18 837
Mer du Nord	3 942	3 157	2 620	2 235	1 949
Autres – International	3 384	2 227	1 616	1 256	1 024
Total des réserves prouvées et probables	165 325	71 878	42 046	28 923	21 810

Total des produits des activités ordinaires nets futurs
au 31 décembre 2013
(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'impôts futurs	Produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôts futurs
Prouvées développées exploitées								
Exploitation minière	203 321	21 344	101 174	38 150	—	42 653	9 971	32 682
In situ	25 287	1 704	11 741	2 852	190	8 800	1 440	7 360
Côte Est du Canada	4 550	1 227	1 077	157	371	1 718	303	1 414
Activités terrestres en Amérique du Nord	465	68	188	1	29	179	—	179
Total – Canada	233 623	24 343	114 180	41 160	590	53 350	11 714	41 635
Mer du Nord	8 823	—	2 373	223	149	6 077	4 187	1 891
Autres – International	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées exploitées	242 446	24 343	116 553	41 383	739	59 427	15 901	43 526
Prouvées développées inexploitées								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—
Côte Est du Canada	—	—	—	—	—	—	—	—
Activités terrestres en Amérique du Nord	24	1	9	3	1	10	—	10
Total – Canada	24	1	9	3	1	10	—	10
Mer du Nord	435	—	132	—	3	301	187	114
Autres – International	6 105	—	772	371	22	4 940	3 188	1 753
Total des réserves prouvées développées inexploitées	6 565	1	913	374	26	5 252	3 374	1 877
Prouvées non développées								
Exploitation minière	70 289	6 977	39 752	12 957	—	10 603	1 878	8 725
In situ	134 949	18 567	53 411	31 817	766	30 387	7 988	22 399
Côte Est du Canada	2 835	831	527	317	33	1 127	225	902
Activités terrestres en Amérique du Nord	208	26	50	61	3	67	—	67
Total – Canada	208 280	26 401	93 740	45 152	803	42 184	10 091	32 093
Mer du Nord	2 720	—	518	561	45	1 596	985	611
Autres – International	102	—	7	25	0	69	45	24
Total des réserves prouvées non développées	211 102	26 401	94 265	45 738	849	43 849	11 121	32 728
Prouvées								
Exploitation minière	273 610	28 321	140 926	51 107	—	53 256	11 849	41 407
In situ	160 236	20 271	65 152	34 669	956	39 187	9 428	29 759
Côte Est du Canada	7 385	2 058	1 604	474	405	2 845	528	2 316
Activités terrestres en Amérique du Nord	697	95	247	65	33	257	—	257
Total – Canada	441 927	50 745	207 929	86 316	1 394	95 544	21 805	73 739
Mer du Nord	11 978	—	3 023	784	197	7 974	5 359	2 615
Autres – International	6 207	—	779	395	23	5 009	3 233	1 776
Total des réserves prouvées	460 113	50 745	211 732	87 495	1 613	108 528	30 397	78 131
Probables								
Exploitation minière	124 256	16 094	58 898	15 504	—	33 760	8 588	25 171
In situ	227 832	40 307	79 246	43 319	694	64 266	16 791	47 475
Côte Est du Canada	30 811	7 108	4 214	3 916	201	15 373	3 947	11 427
Activités terrestres en Amérique du Nord	532	76	205	54	10	187	—	187
Total – Canada	383 432	63 585	142 563	62 792	905	113 587	29 325	84 260
Mer du Nord	4 205	—	676	65	24	3 441	2 115	1 326
Autres – International	4 945	—	281	68	3	4 593	2 985	1 607
Total des réserves probables	392 583	63 585	143 520	62 925	932	121 620	34 425	87 194
Prouvées et probables								
Exploitation minière	397 866	44 415	199 824	66 611	—	87 016	20 437	66 578
In situ	388 068	60 578	144 399	77 988	1 650	103 452	26 218	77 234
Côte Est du Canada	38 196	9 165	5 818	4 390	606	18 218	4 475	13 743
Activités terrestres en Amérique du Nord	1 229	171	452	119	43	444	—	444
Total – Canada	825 359	114 330	350 492	149 108	2 299	209 131	51 130	158 000
Mer du Nord	16 184	—	3 699	849	221	11 415	7 473	3 942
Autres – International	11 152	—	1 061	464	25	9 602	6 219	3 384
Total des réserves prouvées et probables	852 695	114 330	355 252	150 420	2 545	230 148	64 822	165 325

Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production

au 31 décembre 2013

(prix et coûts prévisionnels)

(avant impôts, actualisés au taux annuel de 10 %)	M\$	\$/bep ³⁾
<i>Prouvées développées exploitées</i>		
Non classiques – Exploitation minière	19 172	11,48
Non classiques – In situ	6 673	22,62
Total des activités non classiques ⁴⁾	25 845	13,15
Pétrole léger et moyen ⁵⁾	6 083	54,96
Gaz naturel ⁶⁾	69	10,50
Total des réserves développées prouvées	31 997	15,37
<i>Prouvées</i>		
Non classiques – Exploitation minière	17 421	7,16
Non classiques – In situ	13 736	8,92
Total des activités non classiques ⁴⁾	31 157	7,84
Pétrole léger et moyen ⁵⁾	11 036	51,62
Gaz naturel ⁶⁾	74	9,27
Total des réserves prouvées	42 267	10,07
<i>Prouvées et probables</i>		
Non classiques – Exploitation minière	22 446	6,95
Non classiques – In situ	20 143	7,20
Total des activités non classiques ⁴⁾	42 589	7,07
Pétrole léger et moyen ⁵⁾	20 230	39,86
Gaz naturel ⁶⁾	106	7,73
Total des réserves prouvées et probables	62 925	9,61

1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

2) Les valeurs unitaires sont les produits des activités ordinaires nets futurs avant la déduction de l'impôt sur le bénéfice en trésorerie estimatif à payer, actualisé à 10 %, à l'aide des réserves nettes.

3) Les valeurs unitaires sont fondées sur les réserves nettes de la Société.

4) Le total des activités non classiques comprend le PBS et le bitume.

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

6) 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 reflètent la flexibilité des activités de Suncor, qui permettent la production provenant de ces terrains d'être soit valorisée pour devenir du PBS, soit vendue à titre de bitume non valorisé. La proportion de la production valorisée est fondée sur la capacité de valorisation disponible estimative et peut fluctuer en raison de travaux d'entretien imprévus, de fluctuations de la production provenant des activités d'exploitation et d'extraction ou de modifications de la stratégie de développement générale de la Société pour les Sables pétrolifères, notamment en ce qui concerne la capacité de valorisation prévue.

Les produits des activités ordinaires nets futurs présentés ci-dessus comprennent la hausse estimative des prix de vente futurs ainsi que les coûts d'exploitation et de réinvestissement de maintien de l'usine de valorisation connexes liés à la valorisation d'environ 35 % de la production de bitume de Firebag en PBS, de 2014 à 2022, d'environ 40 % jusqu'en 2033 et selon une échelle mobile par la suite. Ces facteurs se traduisent par une augmentation de 2,1 G\$ des produits des activités ordinaires nets futurs (le total des réserves prouvées et probables, avant impôts, à un taux d'actualisation de 10 %) de la production du secteur In situ par rapport à l'hypothèse selon laquelle aucune partie du bitume n'est valorisée.

Les produits associés à l'électricité excédentaire produite par nos installations de cogénération sont inclus dans la mesure où la totalité ou une partie d'une unité de cogénération est nécessaire à l'exploitation du terrain In situ. Tous les autres produits liés à l'électricité excédentaire produite sont exclus de l'évaluation pour les terrains du secteur In situ étant donné qu'ils ne représentent pas des produits générés directement à partir des activités pétrolières et gazières.

Prix réalisés

Pour obtenir les prix réalisés par Suncor en 2013, 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 2014, 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 0,95, un taux de change du dollar canadien par rapport à l'euro de 1,42 en 2014 et de 1,40 par la suite et un taux de change du dollar canadien par rapport à la livre sterling de 1,67 en 2014 et de 1,65 par la suite. 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 2015 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 2013.

Les prix constants supposaient un taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien de 0,97, un taux de change du dollar canadien par rapport à l'euro de 1,36 et un taux de change du dollar canadien par rapport à la livre sterling de 1,61.

Prix ayant une incidence sur les tableaux relatifs aux réserves¹⁾

Prix prévisionnels	Brent Mer du Nord ²⁾	WTI Cushing, Oklahoma	WCS Hardisty, Alberta ³⁾	Pétrole léger non corrosif Edmonton, Alberta ⁴⁾	Pentanes Plus Edmonton, Alberta ⁵⁾	AECO Gaz naturel ⁶⁾	Gaz C.-B. Westcoast Station 2 ⁷⁾	Point d'équilibre national Mer du Nord ⁸⁾
Exercice	\$ US/b	\$ US/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/Mbtu	\$ CA/Mbtu	\$ CA/Mbtu
2014	107,50	97,50	75,60	92,76	105,20	4,03	3,88	11,32
2015	107,50	97,50	79,36	97,37	107,11	4,26	4,11	11,32
2016	105,00	97,50	81,50	100,00	107,00	4,50	4,35	11,05
2017	102,50	97,50	81,50	100,00	107,00	4,74	4,59	10,79
2018	102,50	97,50	81,50	100,00	107,00	4,97	4,82	10,79
2019	102,50	97,50	81,50	100,00	107,00	5,21	5,06	10,79
2020	102,50	98,54	82,13	100,77	107,82	5,33	5,18	10,79
2021	103,38	100,51	83,76	102,78	109,97	5,44	5,29	10,88
2022	105,45	102,52	85,44	104,83	112,17	5,55	5,40	11,10
2023	107,56	104,57	87,14	106,93	114,41	5,66	5,51	11,32
2024+	+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	109,05	96,90	73,66	91,50	103,39	3,10	3,06	10,74

- 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 aux produits spécifiques et à la zone d'évaluation.
- 2) 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) Prix utilisé pour déterminer les réserves de bitume comprises dans les réserves des secteurs « In situ » et « Exploitation minière » ainsi que pour établir le prix du bitume aux fins du calcul des redevances.
- 4) 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 ».
- 5) Prix utilisé pour déterminer le coût du diluant associé aux réserves de bitume comprises dans les réserves des secteurs « In situ » et « Exploitation minière », ainsi que pour déterminer le prix du bitume aux fins du calcul des redevances. Un ratio bitume/diluant d'environ deux à trois barils de bitume pour un baril de diluant a été utilisé. Prix également utilisé pour déterminer certaines réserves de LGN.
- 6) Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel 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.
- 7) Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel en Colombie-Britannique comprises dans les réserves « Activités terrestres en Amérique du Nord ».
- 8) 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 planification fiscale n'a pas été considérée, de sorte que la valeur totale aux fins l'impôt sur le revenu présentée dans le tableau pourrait ne pas fournir d'estimation de la valeur à l'échelle de la société, qui pourrait différer considérablement. Les états financiers consolidés audités 2013 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 2013

(prix et coûts prévisionnels)

(M\$)	2014	2015	2016	2017	2018	Reste	Total	Actualisés à 10 %
Prouvées								
Exploitation minière	3 141	3 785	3 641	2 780	1 927	35 833	51 107	23 816
In situ	1 333	1 013	926	1 026	1 052	29 319	34 669	12 471
Côte Est du Canada	241	47	14	50	17	106	475	380
Activités terrestres en Amérique du Nord	18	14	22	11	—	—	65	54
Total – Canada	4 733	4 859	4 603	3 867	2 996	65 258	86 316	36 721
Mer du Nord	352	210	56	12	10	144	784	661
Autres – International	64	37	27	20	13	234	395	220
Total des réserves prouvées	5 149	5 106	4 686	3 899	3 019	65 636	87 495	37 602
Prouvées et probables								
Exploitation minière	3 220	3 869	3 729	2 895	2 046	50 852	66 611	26 119
In situ	1 418	1 274	1 182	830	1 227	72 056	77 987	15 047
Côte Est du Canada	1 238	814	667	390	251	1 030	4 390	3 331
Activités terrestres en Amérique du Nord	50	18	32	19	—	—	119	102
Total – Canada	5 926	5 975	5 610	4 134	3 524	123 938	149 107	44 599
Mer du Nord	386	233	56	13	10	151	849	716
Autres – International	64	37	31	23	13	296	464	234
Total des réserves prouvées et probables	6 376	6 245	5 697	4 170	3 547	124 385	150 420	45 549

Les frais de développement comprennent les frais associés aux réserves développées et aux réserves non développées. Les activités et frais de développement d'importance pour 2014 devraient comprendre les suivants :

- Pour « Exploitation minière », le développement des installations de gestion des résidus et des actifs de gestion de l'eau pour les Activités de base des Sables pétrolifères et le développement des installations de gestion des résidus et les frais de remplacement de trains à Syncrude. Les autres frais de développement pour les Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude se rapportent aux dépenses en immobilisations, qui maintiennent la capacité de production des installations existantes, notamment les travaux d'entretien majeurs à Syncrude, l'entretien systématique, 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. Les activités de développement pour Fort Hills devraient

être axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'approvisionnement et l'augmentation des activités de construction sur le terrain.

- Pour les activités aux projets Firebag et Mackay River dans le secteur In situ, le forage de nouvelles paires de puits 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. Les activités de développement pour Firebag comprennent également le forage de puits intercalaires. Les activités de développement à MacKay River devraient également comprendre une installation de désengorgement, qui devrait hausser la capacité de production de 20 %, pour qu'elle s'établisse à 38 000 b/j d'ici la fin de 2015.
- Pour « Côte Est du Canada », les activités de construction et de forages de développement à Hebron, le forage de développement à Terra Nova, à White Rose, à Hibernia et à l'unité d'extension Hibernia Southern, l'installation de l'infrastructure sous-marine

pour l'extension South 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, à Golden Eagle, le forage de développement et l'installation d'une infrastructure sous-marine.
- Pour « Activités terrestres en Amérique du Nord », le développement du champ Wilson Creek dans la formation pétrolière de Cardium.
- Pour « Autres – International », le forage de développement et la mise à niveau et l'entretien d'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. Cet examen tient compte de la nature des plans de production et de développement prévus conformément aux hypothèses formulées dans notre planification à long terme, lorsqu'ils peuvent être déterminés, pour les obligations associées à ses activités en amont au 31 décembre 2013. 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. Les estimations sont fondées sur la méthode prévue et sur la portée de la restauration, conformément aux exigences légales, aux avancées technologiques et à l'utilisation future éventuelle du site.

Au 31 décembre 2013, Suncor estimait que ses frais d'abandon et de remise en état non actualisés et en dollars constants, déduction faite de la valeur de récupération estimative, pour ses baux de surface, ses puits, ses installations, ses pipelines et ses gazoducs relativement à ses actifs d'amont s'élevaient à environ 7,8 G\$ (actualisés à un taux de 10 %, à environ 2,1 G\$). Suncor estime qu'elle engagera 1,1 G\$ (non actualisés : 2014 – 0,4 G\$, 2015 – 0,4 G\$, 2016 – 0,4 G\$) de ses frais d'abandon et de remise en état relevés pendant les trois prochains exercices, dont plus de 77 % 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 (0,2 G\$, 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 2 200 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 7,8 G\$ de Suncor.

Les frais d'abandon et de remise en état compris dans le total de 7,8 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 pour lesquels aucune réserve n'a été attribuée.

Autre information concernant les données relatives aux réserves**Réserves prouvées et probables brutes non développées**

Les tableaux ci-après présentent les réserves prouvées et probables brutes non développées et représentent les ajouts de réserves non développées, découlant

d'acquisitions, de découvertes de forages intercalaires, d'amélioration de la récupération et/ou d'extensions relatives à l'exercice au cours duquel les événements ont eu lieu pour la première fois.

Réserves prouvées brutes non développées

(Prix et coûts prévisionnels)

	Exercices précédents		2011		2012		2013	
	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2010	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2011	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2012	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2013
PBS (Mb)								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	651	651	—	502	46	493	75	564
Total du PBS	651	651	—	502	46	493	75	564
Bitume (Mb)								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	845	845
In situ	360	360	315	661	64	785	74	875
Total du bitume	360	360	315	661	64	785	918	1 720
Pétrole léger et moyen (Mb)								
Côte Est du Canada	28	28	1	27	4	32	—	26
Activités terrestres en Amérique du Nord ¹⁾	—	—	—	—	—	—	2	2
Total – Canada	28	28	1	27	4	32	2	27
Mer du Nord	19	19	25	43	—	32	—	25
Autres – International ²⁾	6	6	2	6	4	4	—	5
Total du pétrole léger et moyen	53	53	28	76	7	67	2	57
Gaz naturel (Gpi³)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada ¹⁾	118	118	2	79	—	80	4	4
Mer du Nord	1	1	2	3	—	2	—	1
Autres – International ²⁾	—	—	—	—	—	—	—	—
Total du gaz naturel	119	119	4	81	—	82	4	5
LGN (Mb)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada ¹⁾	—	—	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres – International ²⁾	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des LGN	—	—	—	—	—	—	—	—
Total (Mbep)	1 084	1 084	343	1 253	117	1 359	996	2 342

Réserves probables brutes non développées
(Prix et coûts prévisionnels)

	Exercices précédents		2011		2012		2013	
	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2010	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2011	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2012	Attribuées au départ	Total au 31 déc. 2013
PBS (Mb)								
Exploitation minière	215	215	—	263	—	260	—	265
In situ	400	400	916	1 212	—	1 043	—	1 074
Total du PBS	615	615	916	1 475	—	1 303	—	1 339
Bitume (Mb)								
Exploitation minière	37	37	—	—	—	—	397	397
In situ	1 835	1 835	38	669	—	594	—	369
Total du bitume	1 872	1 872	38	669	—	594	397	766
Pétrole léger et moyen (Mb)								
Côte Est du Canada	85	85	143	217	4	222	21	235
Activités terrestres en Amérique du Nord ¹⁾	4	4	1	2	—	—	1	1
Total – Canada	89	89	144	219	5	222	22	236
Mer du Nord	15	15	14	17	2	33	—	23
Autres – International ²⁾	11	11	4	14	8	8	—	9
Total du pétrole léger et moyen	115	115	161	251	14	262	22	267
Gaz naturel (Gpi³⁾)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada ¹⁾	136	136	3	87	1	49	15	19
Mer du Nord	1	1	1	2	—	3	—	2
Autres – International ²⁾	240	240	221	347	—	—	—	—
Total du gaz naturel	377	377	226	436	1	52	15	21
LGN (Mb)								
Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada ¹⁾	1	1	—	1	—	1	—	—
Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres – International ²⁾	8	8	6	11	—	—	—	—
Total des LGN	9	9	6	12	—	1	—	—
Total (Mbep)	2 673	2 673	1 159	2 480	14	2 170	422	2 376

- 1) « Activités terrestres en Amérique du Nord – Canada » comprend les autres terrains antérieurement détenus par Suncor et qui ont fait l'objet d'un dessaisissement par la suite en 2011 et en 2013.
- 2) « Autres – International » comprend les autres terrains détenus par Suncor en Syrie qui ont été classés à titre de ressources éventuelles en 2012.
- 3) Les chiffres ci-dessus pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

Les réserves non développées du secteur In situ, qui constituent environ 61 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et 61 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, prendront plusieurs années à développer. Les réserves non développées du secteur In situ ont été attribuées à des zones de réserves qui ne sont pas classées comme réserves développées. Lorsqu'elles sont soutenues par des puits de carottage, les réserves prouvées non développées ont été attribuées à des régions situées à une distance de 1,2 km des puits de production actuellement forés ou qui devraient être productifs à court terme, lorsque l'approbation du Alberta Energy Regulator (AER) est en instance et, dans le cas de Firebag, également à des régions situées dans un rayon de 2,4 km de puits producteurs. 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. 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 forées 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 représentent environ 36 % des réserves prouvées

brutes non développées et 28 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, et se rapportent à la zone d'exploitation minière Fort Hills et à la zone d'exploitation Aurora South de Syncrude, lesquelles ont obtenu la plupart des approbations des organismes de réglementation nécessaires et sont bien délimitées par des travaux de carottage. La première production de pétrole pour la zone d'exploitation minière Fort Hills est prévue pour le quatrième trimestre de 2017. Les copropriétaires de Syncrude ne s'attendent pas à ce que la zone d'exploitation Aurora South entre en production avant 2024, lorsque la production de la zone minière Mildred Lake devrait être achevée.

Les réserves classiques non développées (pétrole léger et moyen, gaz naturel et LGN) représentent environ 3 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et environ 11 % des réserves probables brutes non développées de Suncor. Les réserves classiques non développées se rapportent surtout aux actifs extracôtiers de la Société sur la côte Est du Canada, principalement associés à Hebron, qui sont actuellement en cours de développement (première production de pétrole prévue en 2017), et à des blocs faillés ayant fait l'objet de peu de forages ou non forés liés aux zones d'extension dans Hibernia, White Rose et Terra Nova. Pour le développement de ces réserves, Suncor examine la capacité des installations existantes, les plans d'allocation du capital et la disponibilité des ressources restantes qui peuvent être récupérées. Par conséquent, dans certains cas, il faudra plus que deux années pour développer toutes les réserves classiques non développées attribuées à l'heure actuelle. 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.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente un sommaire des terrains sans réserves attribuées au 31 décembre 2013. 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	4 478 244	3 316 732
Libye	2 950 978	1 339 489
É.-U. – Alaska	1 106 288	368 726
Norvège	648 876	240 847
Syrie ¹⁾	345 194	345 194
R.-U.	127 141	45 454
Australie (participation sous forme de redevance dérogatoire seulement)	113 027	—
Total	9 769 748	5 656 442

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.

Les actifs pétroliers non développés de Suncor comprennent des 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. Certains terrains des secteurs Exploitation minière et In situ peuvent se trouver dans une phase d'évaluation mûre, lorsqu'un nombre considérable de travaux de développement ont eu lieu; toutefois, des réserves ne peuvent leur être attribuées par suite d'une ou de plusieurs éventualités, par exemple une autorisation de projet. 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 de la Société visant à examiner la viabilité économique de ses terrains, certains terrains sont choisis à des fins de développement futur, alors que d'autres sont temporairement reportés, vendus, échangés ou délaissés en faveur du propriétaire des droits miniers.

Les droits de Suncor sur 135 696 hectares nets au Canada, 3 565 hectares nets en Alaska et 129 258 hectares nets en Norvège devraient expirer en 2014. Des parties importantes des terrains visés par l'expiration de droits pourraient voir les droits relatifs à ces terrains se maintenir après 2014 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 2014.

Terrains et puits de pétrole et de gaz

Le tableau suivant présente un sommaire des puits de pétrole et de gaz associés aux activités de la Société au 31 décembre 2013.

	Puits de pétrole				Puits de gaz naturel			
	Producteurs		Non producteurs ¹⁾²⁾		Producteurs		Non producteurs ¹⁾²⁾	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta – In situ ³⁾	213	213,0	58	58,0	—	—	—	—
Alberta – classiques	50	32,5	3	2,7	55	26,6	7	4,6
Colombie-Britannique	—	—	—	—	38	33,2	6	4,9
Terre-Neuve	63	16,3	5	1,3	—	—	—	—
Mer du Nord	33	9,9	2	0,6	—	—	—	—
Autres – International ⁴⁾	—	—	419	211,1	—	—	6	6,0
Total	359	271,7	487	273,7	93	59,8	19	15,5

- 1) Les puits non producteurs comprennent notamment les puits 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.
- 2) Les puits non producteurs ne mènent pas nécessairement à un classement à titre de réserves inexploitées, ce qui est expliqué plus loin.
- 3) 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 classés comme des puits producteurs.
- 4) La catégorie « Autres – International » comprend les puits associés aux activités suspendues de la Société en Syrie. Il n'y a aucune réserve associée à des puits en Syrie, mais seulement des ressources éventuelles. Les chiffres indiqués supposent qu'aucun puits n'a été endommagé depuis que Suncor a quitté le pays en décembre 2011.

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 réserves prouvées et probables développées inexploitées pour les secteurs Exploitation terrestre en Amérique du Nord, Côte Est et Mer du Nord sont principalement associées à des puits de développement récemment forés qui seront mis en production en 2014.

Pour le secteur « Autres – International », les réserves inexploitées sont associées à des puits en Libye dont les activités ont été suspendues par suite de l'agitation politique régnant dans le pays, laquelle a entraîné la fermeture des activités de terminaux d'exportation dans les ports de mer de l'est de la Libye. La production en Libye a été interrompue en date du 31 décembre 2013; ainsi, toutes les réserves qui y étaient associées ont été classées comme inexploitées dans l'hypothèse où la production reprendrait le 1^{er} avril 2014.

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 2013.

(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	196	—	—	3 881	36	4 113
Canada – Côte Est du Canada et Exploitation terrestre en Amérique du Nord	14	—	2	979	—	995
Total – Canada	210	—	2	4 860	36	5 108
Mer du Nord	190	—	—	270	—	460
Autres – International	104	—	—	45	—	149
Total	504	—	2	5 175	36	5 717

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 2013.

Nombre total de puits achevés	Puits d'exploration ¹⁾		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada – Sables pétrolifères				
Pétrole	—	—	35	35,0
Puits de service ²⁾	10	10,0	52	52,0
Forage stratigraphique ³⁾	187	74,0	539	292,6
Total	197	84,0	626	379,6
Canada – Côte Est du Canada et Activités terrestres en Amérique du Nord				
Pétrole	2	0,6	9	4,3
Gaz naturel ⁴⁾	—	—	5	5,0
Puits sec	—	—	2	0,4
Puits de service ²⁾	—	—	3	0,7
Total	2	0,6	19	10,4
Mer du Nord				
Pétrole	2	0,8	3	0,9
Puits sec	1	0,3	1	0,3
Forage stratigraphique ³⁾	—	—	—	—
Total	3	1,1	4	1,2
Autres – International				
Pétrole	2	1,0	2	1,0
Puits sec	3	1,5	—	—
Total	5	2,5	2	1,0

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. Les puits de service pour la Côte Est du Canada comprennent des puits d'injection d'eau.

3) Les puits de forage stratigraphique pour les Sables pétrolifères comprennent les puits de carottage. Les puits de forage stratigraphique pour les terrains au large des côtes comprennent les puits d'appréciation.

4) Les puits de gaz naturel ne reflètent pas les quatre puits forés dans des terrains qui ont été inclus dans le cadre de la vente de la plus grande partie de l'entreprise de gaz naturel conventionnel de la Société, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2013.

Les activités d'exploration et de développement d'importance achevés en 2013 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.
- 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, les programmes de travaux de carottage à MacKay River, à Meadow Creek, à Firebag et à Lewis pour délimiter davantage les ressources et les activités menant au lancement de projets de technologie pilotes.
- Pour « Côte Est du Canada », le forage d'exploration pour Terra Nova et les extensions White Rose et le forage de développement à Hibernia, à White Rose et aux extensions White Rose.
- Pour « Mer du Nord », le forage d'exploration pour les zones prometteuses Romeo, Scotney et Lily, et le développement, y compris un puits d'appréciation à Buzzard, qui se sont tous déroulés dans le secteur britannique de la Mer du Nord.
- Pour « Autres – International », les puits d'exploration et de développement du pétrole en Lybie.
- Pour « Exploitation terrestre en Amérique du Nord », le forage de développement du champ Wilson Creek dans la formation pétrolière de Cardium et la région Kobes/Altaires dans 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. Les coûts de transport sont déduits du prix moyen obtenu mais non les redevances.

	2013 Trimestre terminé le			
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Canada – Sables pétrolifères¹⁾				
Production totale (kb/j)	389,0	309,4	423,6	446,5
Production de bitume totale pour In situ (kb/j)	165,5	157,5	181,9	182,4
(\$/b)				
Prix moyen reçu	79,76	85,87	99,49	73,34
Redevances	(4,94)	(3,30)	(10,05)	(4,91)
Total des coûts opérationnels en espèces	(35,36)	(46,09)	(33,76)	(37,09)
Coûts opérationnels en espèces pour In situ	(16,80)	(16,70)	(15,15)	(17,50)
Canada – Pétrole léger et moyen				
Production totale (kb/j)	58,4	57,8	62,4	46,3
(\$/b)				
Prix moyen reçu	112,57	103,68	116,94	116,48
Redevances	(26,61)	(23,70)	(30,23)	(32,77)
Frais de production	(9,05)	(11,44)	(9,46)	(15,90)
Rentrées nettes	76,91	68,54	77,25	67,81
Canada – Gaz naturel²⁾				
Production totale (Mpi ³ (e)/j)	309	289	273	27
(\$/kpi ³ (e))				
Prix moyen reçu	4,66	5,30	4,28	6,92
Redevances	(0,58)	(0,49)	(0,37)	(0,52)
Frais de production	(1,43)	(1,82)	(1,84)	(1,75)
Rentrées nettes	2,65	2,99	2,07	4,65
Mer du Nord – Pétrole léger et moyen³⁾				
Production totale (kbep/d)	55,3	57,8	50,4	59,8
(\$/bep)				
Prix moyen reçu	110,94	99,77	111,00	108,53
Redevances	—	—	—	—
Frais de production	(5,80)	(6,29)	(7,64)	(4,94)
Rentrées nettes	105,14	93,48	103,36	103,59
Autres – International – Pétrole léger et moyen				
Production totale (kbep/j)	41,9	27,0	13,1	1,0
(\$/bep)				
Prix moyen reçu	110,36	104,21	—	—
Redevances	(41,81)	(79,56)	—	—
Frais de transport	(3,34)	(3,47)	—	—
Rentrées nettes	65,21	21,18	—	—

1) Suncor mesure les coûts opérationnels en espèces selon les volumes de production pour ses activités du secteur « Sables pétrolifères », qui comprennent plus de dépenses que de frais de production. Pour cette raison, les rentrées nettes afférentes aux activités de PBS et de bitume ne sont pas reflétées dans ce tableau. 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 2013 :

	PBS	Bitume	Pétrole léger et moyen
	kb/j	kb/j	kb/j
Exploitation minière – Suncor	209,7	—	—
Exploitation minière – Syncrude	32,0	—	—
Firebag	70,1	53,0	—
MacKay River	2,8	24,9	—
Buzzard	—	—	55,8
Hibernia	—	—	27,1
White Rose	—	—	14,9
Terra Nova	—	—	14,2
Total	314,6	77,9	112,0

Production estimative

Le tableau suivant présente la production estimative pour 2014 incluse dans les estimations des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes au 31 décembre 2013. Les estimations de la production pour 2014 pour les réserves prouvées et probables, évaluées au

31 décembre 2013, sont, pour l'exploitation minière de Suncor (à l'exclusion de Syncrude) de 252,8 kb/j de PBS, ce qui représente environ 40 % de la production estimative totale pour 2014, et, pour Firebag, de 155,9 kb/j de PBS et de bitume, ce qui représente environ 25 % de la production estimative totale pour 2014.

	PBS (kb/j)		Bitume (kb/j)		Pétrole léger et moyen (kb/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		LGN (kb/j)	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Canada										
Prouvées	322,9	301,5	113,0	105,2	49,4	35,6	17,3	15,3	0,4	0,3
Probables	16,3	14,3	25,4	23,7	20,1	15,7	7,5	7,2	0,1	0,1
Prouvées et probables	339,2	315,8	138,4	128,9	69,4	51,3	24,8	22,5	0,5	0,4
Mer du Nord										
Prouvées	—	—	—	—	38,5	38,5	3,7	3,7	0,3	0,3
Probables	—	—	—	—	4,6	4,6	0,9	0,9	0,1	0,1
Prouvées et probables	—	—	—	—	43,1	43,1	4,6	4,6	0,4	0,4
Autres – International										
Prouvées	—	—	—	—	30,9	5,8	—	—	—	—
Probables	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Prouvées et probables	—	—	—	—	30,9	5,8	—	—	—	—
Total										
Prouvées	322,9	301,5	113,0	105,2	118,7	79,9	21,0	19,0	0,7	0,6
Probables	16,3	14,3	25,4	23,7	24,7	20,3	8,4	8,1	0,2	0,2
Prouvées et probables	339,2	315,8	138,4	128,9	143,4	100,2	29,4	27,1	0,9	0,8

Engagements de travail

Il est courant que les gouvernements exigent des sociétés qu'elles donnent des engagements de travail en échange du droit de procéder à l'exploration et au développement d'hydrocarbures, en particulier dans des régions inexplorées ou peu explorées dans le monde. Le tableau suivant

présente les valeurs estimatives des engagements de travail que Suncor a pris à l'égard des terrains qu'elle détenait au 31 décembre 2013. 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\$)	2014	Total
Canada	18	24
Mer du Nord	66	176
Autres – International	67	371

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 considéré d'opérations sur instruments dérivés comme importantes en 2013. L'utilisation de ces instruments par Suncor est décrite dans les états financiers consolidés audités 2013 et dans le rapport de gestion connexe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013.

GLJ a effectué des évaluations indépendantes 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, Meadow Creek 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 45 % 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 contenues dans la formation de gaz de schiste Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique avec prise d'effet le 30 juin 2013. 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 2013, sauf pour les ressources éventuelles contenues dans la formation de gaz de schiste Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique, où elle est le 30 juin 2013, et sauf pour la Syrie, où elle est le 31 décembre 2011.

Horizon fiscal

En 2013, Suncor a été assujettie à un impôt en espèces dans la majorité des territoires locaux dans lesquels elle génère des gains, notamment relativement à sa production au Canada, dans la mer du Nord et dans d'autres régions du monde. À compter de 2013, la Société est assujettie à un impôt en espèces au Canada sur la majorité de ses gains au Canada.

En 2011, les actifs de la Société en Syrie ont été touchés par l'agitation politique et des sanctions internationales. 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 en 2012. La situation en Syrie ayant perduré pendant toute l'année 2013, la Société n'a pas été en mesure de mettre à jour les renseignements que Sproule a utilisés dans le cadre de son évaluation de 2011. L'estimation des ressources éventuelles pour la Syrie suppose qu'il n'y a eu aucune production après l'évaluation réalisée par Sproule en 2011 et que l'infrastructure qui existait au 31 décembre 2011, y compris

Ressources éventuelles

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. Les estimations des ressources éventuelles fournies aux présentes sont considérées comme les meilleures estimations des quantités qui sont potentiellement récupérées. 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.

les puits et les pipelines, existe au 31 décembre 2013. 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.

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.

Généralement, 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.

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

	PBS	Bitume	Pétrole léger et moyen	Gaz naturel	Liquides de gaz naturel	Total ⁵⁾
Meilleure estimation des ressources brutes éventuelles	Mb	Mb	Mb	Gpi ³	Mb	Mbep
Exploitation minière	4 610	813	—	—	—	5 423
In situ	6 070	7 309	—	—	—	13 379
Côte Est du Canada	—	—	222	2 678	—	668
Activités terrestres en Amérique du Nord ¹⁾²⁾	—	—	35	16 620	238	3 043
Total – Canada ⁵⁾	10 680	8 122	256	19 298	238	22 514
Activité terrestres en Amérique du Nord – É.-U.	—	—	—	449	—	75
Mer du Nord ³⁾	—	—	52	103	—	69
Autres – International ⁴⁾	—	—	397	985	27	588
Au 31 décembre 2013 ⁵⁾	10 680	8 122	705	20 836	265	23 245
Au 31 décembre 2012	11 001	8 109	759	20 205	250	23 486

- 1) Comprend les champs extracôtiers dans les îles de l'Arctique.
- 2) 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 2013. Les ressources éventuelles associées à cette formation comprennent 8 075 Gpi³ de gaz naturel et 214 Mb de LGN.
- 3) Comprend les zones extracôtiers en Norvège et au Royaume-Uni.
- 4) Comprend les ressources éventuelles pour la Syrie d'environ 206 Mbep. Une partie de ces ressources éventuelles 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.
- 5) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

Les ressources éventuelles ont diminué, passant de 23 486 Mbep au 31 décembre 2012 à 23 245 Mbep au 31 décembre 2013, en raison principalement du transfert de volumes de bitume liés au projet minier de Fort Hills en réserves prouvées et probables en 2013 au moment de la réception de l'autorisation à l'égard du projet, et ont été partiellement compensées par une augmentation des ressources éventuelles du secteur In situ de la Société attribuables à des acquisitions de terrains et à des forages additionnels qui ont ajouté des ressources éventuelles de bitume principalement dans le terrain Lewis de la Société.

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 procédera 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 23 % du total des ressources éventuelles de Suncor, et 74 % de ces ressources éventuelles se rapportaient à 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

La viabilité économique des ressources éventuelles du secteur Exploitation minière de Suncor n'a pas encore été déterminée et dépend du programme de développement des ressources à long terme de la Société et de ses

prévisions relativement à la conjoncture économique. Avant que les réserves ne soient attribuées, ces ressources éventuelles nécessitent la réalisation d'autres études sur les ressources et forages de délimitation, ainsi que la préparation de plans de développement et de plans pour les installations.

Éventualités non techniques

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. Le projet minier Joslyn North a obtenu presque toutes les approbations des organismes de réglementation nécessaires. Toutefois, le projet a récemment fait une demande d'approbation réglementaire à l'égard d'un plan de développement du projet modifié. Par conséquent, 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.

Le reste des ressources éventuelles du secteur Exploitation minière de Suncor dépendent principalement de l'obtention de permis des organismes de réglementation, qui doivent être obtenus avant que le conseil d'administration de Suncor et/ou les copropriétaires, selon le cas, considèrent des décisions à l'égard de l'autorisation du projet.

Ressources éventuelles pour le secteur In situ

Les ressources éventuelles pour le secteur In situ représentent environ 58 % du total des ressources éventuelles de Suncor, et environ 85 % de ces ressources éventuelles se rapportent à 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. Toutes les ressources éventuelles du secteur In situ sont associées aux formations de roche clastique ou de grès dans la région des sables pétrolifères Fort McMurray, et environ 85 % 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 du réservoir par rapport au rendement estimé en fonction de données géologiques. Les données géologiques varient considérablement en raison de la densité des trous de carottage utilisés dans les analyses. La densité peut être aussi faible que un puits foré par section et aussi élevé que seize puits forés par section.

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 dans les participations carbonatées de Suncor n'a pas encore 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 économiques 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 et tridimensionnel 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 10 à 15 mètres, selon l'horizon et le terrain. Au sein de la région des sables pétrolifères Athabasca, une production économique a été prouvée à ces épaisseurs. 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 les décisions d'investissement finales sont soumises à des évaluations détaillées 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 sont associées au secteur Exploration et production de Suncor. Ces autres ressources éventuelles représentent environ 19 % 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, la zone Wilson Creek en Alberta, les îles de l'Arctique, le delta et le corridor du Mackenzie et les contreforts de l'Alaska.
- Pour le secteur « Côte Est du Canada », 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, y compris la région Northern Terrace, et une extension de Buzzard.
- 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 Wilson Creek Cardium sont économiques. La viabilité économique des ressources éventuelles de la formation de gaz de schiste Montney n'a pas encore été déterminée, et il n'y a actuellement aucun plan à court terme en matière de développement. La viabilité économique des ressources éventuelles associées à certains champs dans les îles de l'Arctique n'a pas encore été déterminée, mais certaines de 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 actuellement 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 développés sont économiques, tandis que la viabilité économique des ressources associées aux champs non développés 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 dépend 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 classés comme des réserves en date du 31 décembre 2011 ont été reclassés comme des ressources éventuelles en date du 31 décembre 2013. 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 le Société puisse reprendre ses activités en Syrie. De plus, si l'infrastructure, telle que les pipelines et les puits, a été endommagée en raison de l'agitation politique, elle devra être éventuellement réparée ou 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. Tous les gouvernements ont la faculté de modifier les lois. Suncor pourrait participer aux débats sur les changements proposés afin de s'assurer que ses intérêts sont reconnus. 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 ont également le droit de conclure des contrats d'exportation. Si la durée d'un contrat d'exportation dépasse une année pour le pétrole brut léger ou dépasse deux années pour le pétrole brut lourd (jusqu'à un maximum de 25 ans), l'exportateur est tenu d'obtenir un permis d'exportation de l'Office national de l'énergie (ONE). Si la durée d'un contrat d'exportation ne dépasse pas une année pour le pétrole brut léger ou ne dépasse pas deux années pour le pétrole brut lourd, l'exportateur est tenu d'obtenir de l'ONE une ordonnance approuvant cette 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 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. 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 pipelinière

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. La plupart des répartitions actuelles sont cependant dues à une demande importante, qui dépasse largement la capacité actuelle des pipelines. 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 pipelinière 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 pipelinières 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 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 de redevance 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 2013 était de 10,64 %.

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 de 62 %.

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 2013 comme des redevances au titre de la production tirée de nos activités en Libye sont déterminées aux termes de CEPP. 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 CEPP 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 CEPP 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 certificats d'imposition, Suncor enregistre à la fois un impôt sur le revenu payable à l'autorité fiscale et une créance compensatoire à recevoir de la NOC.

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 et d'autres sociétés 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 mines, 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 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 et le plan régional pour le Lower Athabasca (LARP), qui

instaure un cadre pour l'utilisation des terres 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 adoptés à l'avenir. Il est actuellement impossible de prédire la nature des 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 poursuivant les activités de remise en état des terrains, en installant du nouveau matériel de réduction des émissions, en investissant dans la recherche et développement 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, y compris des limites sur les émissions absolues 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, avec les

gouvernements, 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 (la CP de la 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. La CP de la CCNUCC 2013, qui a eu lieu à Varsovie, en Pologne, a continué à se concentrer sur la création d'un processus et d'un plan visant tous les membres de l'ONU en vue d'en arriver à un accord sur les engagements de 2020 d'ici la CP de la CCNUCC de 2015, devant avoir lieu à Paris. On a demandé aux pays soit de s'engager à l'égard de la réduction d'émissions, soit de faire des contributions financières.

Réglementation fédérale canadienne sur les GES

Le gouvernement du Canada a déjà mis en application une réglementation à l'égard de deux des plus grandes sources d'émissions du Canada, soit le transport et l'électricité thermique produite à partir de charbon (qui comprend le coke de pétrole). 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 continue à se pencher sur les émissions de secteurs précis de l'économie et participe à des négociations avec l'industrie pétrolière et gazière canadienne concernant une réglementation proposée pour le secteur tout en s'assurant que l'industrie demeure concurrentielle sur le plan mondial. Il est prévu que des 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 est

déterminée à se conformer intégralement aux règlements existants et continuera de participer de façon constructive 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* (SGER) pris en application de la *Climate Change and Emissions Management Act* (Alberta), les installations en Alberta 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. Avec l'aliénation de l'usine de traitement du gaz naturel Hanlan, en 2013, quatre installations actuellement exploitées par Suncor en Alberta (usines des Activités de base des Sables pétrolières, activités du projet MacKay River, activités du projet Firebag et raffinerie d'Edmonton) sont soumises à cette loi et continuent de s'y conformer. En 2012, le total des coûts engagés pour se conformer au SGER était d'environ 20,5 M\$ d'après un coût de 15 \$/tonne de CO_{2e}. Les objectifs de conformité aux termes du SGER ont été atteints par la réduction des émissions par unité de production et 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). Pour 2014, le total des frais de Suncor liés à la conformité s'établissent entre 20 M\$ et 25 M\$, d'après un coût de 15 \$/tonne de CO_{2e}. Il est prévu que le SGER expirera en septembre 2014. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué que le règlement sera vraisemblablement renouvelé, bien que tout renouvellement pourrait comprendre des changements tels qu'une augmentation des limites d'intensité, une baisse des seuils d'émission et une hausse des coûts versés au Alberta Technology Fund au-delà du seuil actuel de 15 \$/tonne de CO_{2e}.

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 de 30 \$/tonne. Cette taxe sur le carbone est sans incidence fiscale 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, au cours des années antérieures, a dépassé globalement le seuil de 25 000 tonnes exigeant que la déclaration des émissions soit vérifiée par des tiers. Par suite du fait que Suncor a aliéné divers actifs de gaz naturel en 2013, le seuil pour la vérification par des tiers n'est plus atteint, mais la déclaration des niveaux d'émission sur ses terrains restants demeure obligatoire. De même, 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.

La raffinerie de Montréal de Suncor est assujettie au système d'échange et de plafonnement des émissions de GES du Québec parce qu'elle 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 ayant débuté 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. Au 1^{er} janvier 2014, le système d'échange et de plafonnement du Québec est devenu officiellement lié à la WCI. 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 continue à consulter les parties intéressées sur l'élaboration d'un programme de réduction des GES pour l'industrie ontarienne qui devrait être l'équivalent de la réglementation gouvernementale fédérale. Les actifs de Suncor en Ontario comprennent une raffinerie, une usine de biocarburants et une usine de lubrifiants.

Réglementation sur les GES des États-Unis

Dans un effort pour bâtir une économie verte, l'actuelle administration 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 ». Il est prévu

que l'administration du président prendra les devants par rapport à son plan d'action climatique de 2013 afin de réduire les émissions de GES. En l'absence d'une autre loi fédérale sur les émissions de GES, l'actuelle administration des États-Unis appuie la U.S. Environmental Protection Agency (l'« EPA ») afin de réglementer 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.

L'EPA a également exigé l'application des Renewable Fuel Standards 2, qui encouragent la hausse de la composition en éthanol du carburant, qui passera de sa limite actuelle de 10 % jusqu'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'appel de l'État de la Californie à l'égard de ce jugement a été accueilli en 2013. L'État de la Californie envisage maintenant divers chemins en vue de la conformité pour les parties réglementées.

Réglementation internationale

La phase III (2008-2012) du Système d'échange des quotas d'émission de l'Union européenne (le Système), qui doit 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 régionale 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), maintenant le Alberta Energy Regulator ou AER, 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 pour les résidus 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 pétrolifères 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. Suncor est en conformité à l'égard du MFSP. D'autres garanties pourraient être 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.

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'AER 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 un certain temps, 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 et la possibilité d'événements sismiques.

Plan de mise en œuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux

Le Canada et l'Alberta ont récemment adopté le Plan de mise en œuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux (le « plan de surveillance »). Le but du plan de surveillance est de fournir une approche crédible sur le plan scientifique et intégrée à la surveillance environnementale, notamment à une meilleure compréhension des incidences environnementales cumulatives du développement des sables bitumineux. Le coût total pour l'industrie de la surveillance accrue aux termes du plan de surveillance a été estimé à environ 50 M\$ par année. Le coût pour Suncor aux termes du plan de surveillance est estimé à environ 10 M\$ par année.

Initiatives de collaboration de l'industrie

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

Dans le cadre de l'Oil Sands Leadership Initiative (OSLI), Suncor a travaillé en étroite collaboration avec d'autres sociétés en vue 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 axée sur l'aménagement du territoire, l'utilisation de l'eau, l'innovation technologique et les collectivités durables. L'OSLI a été remplacée par la Canadian Oil Sands Innovation Alliance (COSIA). La COSIA se compose de treize sociétés membres et 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 d'extraction 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. Cette initiative fait désormais partie de la COSIA. 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.

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. Certains de ces risques sont communs aux activités dans l'industrie pétrolière et gazière, prise globalement, alors que d'autres sont propres à Suncor. Le comité sur le risque d'entreprise (CRE) de la Société, composé de représentants d'expérience des groupes commerciaux et d'exploitation de Suncor, supervise les procédures, à l'échelle de la Société, pour relever, évaluer et communiquer les principaux risques de la Société. Les risques principaux sont ceux qui ont le potentiel d'avoir une incidence importante sur la capacité de l'une de nos entreprises ou de nos fonctions d'atteindre ou de soutenir un objectif de Suncor. La réalisation de l'un ou l'autre des risques suivants, notamment les principaux facteurs de risque de Suncor, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, sur notre situation financière, sur nos résultats d'exploitation et sur nos flux de trésorerie.

Volatilité des prix des marchandises

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

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.

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.

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. 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.

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

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.

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 également 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.

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.

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;
- les risques associés à la fabrication et à la logistique en mer.

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.

Gestion des coûts

Les sables pétrolifères, qui nécessitent des travaux d'exploitation, de valorisation et de récupération *in situ*, coûtent plus cher 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 et avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor et pourrait réduire les flux de trésorerie disponibles pour la croissance ou le versement de dividendes et les dépenses en immobilisations pour les projets majeurs. Cela 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* pourraient mener à des RVP plus élevés et à une production inférieure.

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. Suncor essaie de se positionner de façon à prévoir les changements proposés ou participe aux débats sur les changements proposés afin de s'assurer que ses intérêts sont reconnus.

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'acquiescer 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;
- les questions touchant des exigences en matière de compensation à l'égard de divers dérangements des terres;
- 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 \$/tonne de CO_{2e} 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 aux exportations de pétrole brut extrait des sables pétrolifères de Suncor 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 volumes de résidus fins fluides. 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 comprend de nouveaux cadres de gestion de la qualité de l'air, des terrains et de l'eau qui intègrent des limites et des mécanismes de déclenchement cumulatifs. Le LARP délimite aussi des zones de conservation, de tourisme et de récréation.

Un cadre de gestion pour la quantité de l'air (prélèvement d'eau dans la rivière Athabasca) a récemment été annoncé. Un cadre de gestion à l'égard de la biodiversité est en cours d'élaboration.

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, par les exploitants, 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 pétrolifères. Les permis d'utilisation d'eau, tout comme l'ensemble des approbations provenant des organismes de réglementation, prévoient des conditions à remplir afin de demeurer en conformité avec ceux-ci. Bien que rien ne

garantisse que les permis d'utilisation d'eau ne seront pas annulés ou que des conditions supplémentaires ne leur seront pas ajoutées, sans la preuve d'une incidence sur l'environnement associée au permis et à la condition que la conformité soit maintenue, cela n'est pas probable. 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, bien qu'il n'y ait actuellement aucune preuve que les gouvernements prévoient de tels tarifs actuellement. De plus, l'expansion des projets de la Société pourrait dépendre de l'obtention de permis pour l'utilisation de volumes d'eau supplémentaires, et rien ne garantit que ces permis seront accordés ou qu'ils le seront à des conditions favorables pour Suncor.

Impôts sur le revenu

En janvier 2013, la Société a reçu une lettre de proposition de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») relativement au traitement fiscal des pertes subies en 2007 relativement au règlement de certains contrats dérivés. Après la réponse de Suncor à diverses demandes de renseignements, en 2013, l'ARC a informé la Société qu'elle n'avait pas modifié sa position proposée initiale.

Si l'ARC devait émettre un avis de nouvelle cotisation officiel, Suncor a l'intention de déposer un avis d'opposition contestant cette affaire. Cependant, malgré la présentation d'une opposition, 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.

Suncor est en vif désaccord avec la position de l'ARC et est fermement convaincue qu'elle pourra défendre avec succès sa position initiale de façon que, au bout du compte, aucun impôt sur le revenu supplémentaire ne sera payable par suite des mesures de l'ARC. Si la Société ne réussit pas à défendre sa position fiscale, elle pourrait être assujettie à une incidence sur ses bénéfices pouvant aller jusqu'à 1,2 G\$.

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 également 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 l'examen des effets cumulatifs des initiatives antérieures et parallèles sur les personnes, les procédés et les systèmes se révélaient déficients. Il se pourrait que ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d'initier et de mettre en œuvre des changements.

Accès au marché

Suncor prévoit une hausse de la production de bitume dans les années à venir, en raison principalement de la production croissante découlant du désengorgement des installations de MacKay River et de Firebag ainsi que du stade 2 de MacKay River. Étant donné sa viscosité élevée, 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 dernières années, en raison 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 WSC est particulièrement important pour Suncor. Le prix du WSC 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.

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.

Fournisseurs de services tiers

Suncor s'appuie sur l'intégrité d'exploitation d'un grand nombre de fournisseurs de services tiers, y compris des intrants et des extrants de transport de marchandises (pipelines, rails, camionnage, transport maritime) et des services publics associés à diverses installations de Suncor. Des incidents récents touchant le transport de marchandises en Amérique du Nord ont souligné la nature du risque, généralement; une interruption de service par l'un de ces tiers pourrait avoir une incidence grave sur les activités de Suncor. Les contraintes au niveau des pipelines qui touchent la capacité de transport ou l'approvisionnement en intrants 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 prévus ou imprévus peuvent limiter notre capacité à livrer des charges d'alimentation. Tous ces événements pourraient avoir des incidences défavorables sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

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* (États-Unis), la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* (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 en Libye avec la NOC concernant les périodes durant lesquelles 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 puis enregistré une moins-value

complète de l'actif en 2013. En 2013, la Société a également inscrit une charge au titre de la moins-value après impôts de 101 M\$ sur ses actifs en Libye par suite d'une perte de production prolongée et de l'incertitude entourant le moment de la reprise des activités, découlant de l'agitation politique continue, qui a commencé au milieu de 2013. Rien ne garantit que les activités de Suncor en Syrie ou en Libye reprendront ou reviendront à leurs niveaux antérieurs, ni le moment où elles le feront. En outre, Suncor n'a pas reçu d'ententes signées pour la prolongation de la période d'exploration jusqu'au 12 avril 2015 aux termes de ses CEPP de Libye. Jusqu'à ce que ces ententes signées soient reçues, le risque demeure que la période d'exploration de Suncor ne soit pas prolongée.

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.

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.

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 des contraintes imposées à la production, à des dommages à la réputation, à des demandes de permis d'exploitation et de croissance, 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 l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor. 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.

Approbations 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 ou de maintenir en vigueur 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.

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.

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. La décision finale à l'égard de ces événements pourrait avoir une incidence importante sur les redevances payables aux gouvernements provinciaux et locaux et sur les frais relatifs aux redevances de la Société.

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 l'application de nouvelles technologies peuvent différer des résultats obtenus de simulations ou pendant les essais. La réussite de projets intégrant de nouvelles technologies ne peut être garantie. Les avantages reviennent aux sociétés qui peuvent développer et adopter des technologies de pointe plus tôt que leurs concurrents. L'incapacité de développer et de surveiller les nouvelles technologies peut avoir une incidence sur la capacité de la Société à développer ses activités nouvelles ou existantes d'une façon concurrentielle ou rentable.

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.

Fluctuations des taux de change

Nos états financiers consolidés 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 et, ainsi, 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.

Relations de travail

Les employés horaires de nos installations du secteur Sables pétrolières 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 pétrolière Terra Nova sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 30 % de nos employés sont membres d'Unifor. 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.

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.

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.

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.

Nous estimons que nous avons suffisamment de fonds pour financer nos dépenses en immobilisations prévues pour 2014. Si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation étaient inférieurs à ce qui est prévu, si les dépenses en immobilisations de 2014 excédaient les estimations actuelles, ou encore si nous devons engager des frais imprévus importants liés au développement ou à l'entretien de nos actifs actuels, Suncor pourrait devoir réévaluer son programme d'immobilisations ou trouver du financement additionnel. Si nous choisissons de ne pas obtenir le financement nécessaire à la mise en œuvre de nos programmes de dépenses en immobilisations, cela pourrait se traduire par un retard dans l'évolution prévue de la production provenant de nos exploitations, une immobilisation importante de capitaux et une augmentation des coûts liés au maintien de la mise en veilleuse des projets. Si nous choisissons de trouver du financement supplémentaire, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos notes de solvabilité. L'un de ces événements pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Émission de titres d'emprunt et clauses restrictives

Nous pouvons à l'occasion financer nos dépenses en immobilisations en totalité ou en partie en émettant des titres de créance, ce qui peut faire en sorte que notre niveau d'endettement devienne supérieur aux normes du secteur comparativement à des sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Selon les programmes d'expansion future, nous pourrions avoir besoin de financement par emprunt qui pourrait ne pas être accessible ou qui pourrait ne pas l'être selon des modalités favorables, notamment des taux d'intérêts et des frais plus

élevés. Ni les statuts 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.

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

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.

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.

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 prêté 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.

Contrôles

En fonction de leur évaluation effectuée au 31 décembre 2013, notre chef de la direction et notre chef des finances par intérim 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 2013, il n'y avait aucun changement dans nos contrôles internes 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

FACTEURS DE RISQUE

31 décembre 2013 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 actuelle en Syrie, Suncor n'est pas en mesure de surveiller l'état de tous ses actifs dans ce pays et ignore entre autres si certaines installations ont été endommagées. Suncor évalue constamment les contrôles

en place en Syrie dans la mesure permise par les lois applicables et estime que les changements survenus dans ce 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 conseil d'administration a établi une politique de versement trimestriel des dividendes. Nous examinons à l'occasion notre politique en matière de dividendes en regard de notre situation financière, des besoins de financement aux fins de la croissance, des flux de trésorerie et d'autres facteurs que notre conseil d'administration juge pertinents. Le conseil a approuvé une augmentation du dividende trimestriel, qui est passé de 0,13 \$ par action à 0,20 \$ par action au deuxième trimestre de 2013. En février 2014, le conseil d'administration a approuvé une augmentation de 0,03 \$ par action du dividende trimestriel de Suncor, qui est passé à 0,23 \$ par action ordinaire. Les dividendes sont payés lorsque le conseil en déclare sous réserve des lois applicables.

Exercice terminé le 31 décembre	2013	2012	2011
Dividendes en espèces par action ordinaire (\$)	0,73	0,50	0,43

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 2013, il y avait 1 478 315 069 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 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 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. 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 2013. 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 canadien	Papier commercial américain
Standard & Poor's (S&P)	BBB+	Stables	A-1 (bas)	A-2
Dominion Bond Rating Service (DBRS)	A (bas)	Stables	R-1 (bas)	R-1 (bas)
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 à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. Une note canadienne par S&P de A-1 (bas) vient au troisième rang des huit catégories, et une note américaine de A-2 vient au deuxième rang des six catégories, ce 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 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 2013 sont les suivants :

TSX

	Cours extrêmes (\$ CA)		Volume des opérations (en milliers)
	Haut	Bas	
2013			
Janvier	34,80	33,01	59 296
Février	34,55	30,70	69 971
Mars	31,99	30,22	68 772
Avril	31,44	27,50	83 966
Mai	33,30	30,36	112 344
Juin	32,02	29,85	85 764
Juillet	33,50	30,79	61 754
Août	36,76	32,78	58 751
Septembre	37,63	35,71	58 701
Octobre	38,56	35,61	54 509
Novembre	38,27	35,85	54 542
Décembre	37,81	35,21	53 796

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, voir la note sur le capital-actions de nos états financiers consolidés audités 2013, 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 en date des présentes. 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
<p>Mel E. Benson ¹⁾²⁾ Alberta (Canada)</p>	<p>Administrateur depuis 2000 Indépendant</p>	<p>Mel Benson est président de Mel E. Benson Management Services Inc., cabinet international d'experts conseils qui œuvre dans plusieurs pays en se concentrant surtout sur les négociations avec les Premières nations et les entreprises. M. Benson est aussi copropriétaire de la société pétrolière et gazière fermée Tenax Energy Inc. et siège au conseil de Fort McKay Group of Companies, fiducie communautaire, ainsi que de ECM Energy Services Inc., situé à Phœnix, en Arizona. M. Benson a pris sa retraite d'Exxon International et de Compagnie Pétrolière Impériale Canada en 2000 après une longue carrière en tant que gestionnaire de l'exploitation et membre important de la gestion de projets. Pendant qu'il était installé à Houston, Texas, M. Benson a travaillé à des projets internationaux en Afrique et dans l'ancienne Union Soviétique. M. Benson est récemment devenu membre du conseil consultatif communautaire de l'Alberta Land Institute par l'entremise de la University of Alberta. M. Benson est membre de la nation crie de Beaver Lake, située dans le nord-est de l'Alberta.</p>
<p>Dominic D'Alessandro ³⁾⁴⁾ Ontario (Canada)</p>	<p>Administrateur depuis 2009 Indépendant</p>	<p>Dominic D'Alessandro a été président et chef de la direction de la Société Financière Manuvie de 1994 à 2009 et est actuellement administrateur du Groupe CGI inc. et de la Banque Canadienne Impériale de Commerce (« CIBC »)⁵⁾. 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 Commandateur 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 est titulaire d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Concordia, de Montréal. Il est également titulaire de doctorats honorifiques de l'Université York, de l'Université d'Ottawa, de la Ryerson University et de l'Université Concordia.</p>

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
John T. Ferguson Alberta (Canada)	Administrateur depuis 1995 Indépendant	John Ferguson est fondateur et président du conseil de Princeton Developments Ltd. et de Princeton Ventures Ltd. M. Ferguson est également administrateur de Fountain Tire Ltd. et de Strategy Summit Ltd. En outre, il est membre de l'Ordre du Canada, membre conseiller de l'Institut canadien de recherches avancées, colonel honoraire – South Alberta Light Horse, membre du conseil consultatif chargé de promouvoir la participation des femmes aux conseils d'administration (Advisory Council for Promoting Women on Boards) et chancelier émérite (chancellor emeritus) et président émérite (chairman emeritus) de la University of Alberta et président du conseil consultatif de la Peter Lougheed Leadership Initiative. M. Ferguson est fellow du Alberta Institute of Chartered Accountants 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 chef de la direction, Raffinage et marketing chez BP p.l.c. (BP) 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 de USG Corporation (USG) ⁶⁾ et de Air Products and Chemicals, Inc. Il est aussi membre du conseil d'administration de la University of Notre Dame.
John D. Gass Floride (États-Unis)	Administrateur depuis 2014 Indépendant	John Gass a occupé les postes de vice-président chez Chevron Corporation, une grande société pétrolière et gazière intégrée, et de président chez Chevron Gas and Midstream de 2003 jusqu'à sa retraite en 2012. Il a acquis une vaste expérience internationale, ayant occupé divers postes liés à l'exploitation dans le secteur du pétrole et du gaz et assumé de plus en plus de responsabilités tout au long de sa carrière. M. Gass agit à titre d'administrateur de Southwestern Energy Co. et de Weatherford International Ltd. Il siège aussi au conseil des visiteurs de la Vanderbilt School of Engineering et est membre du conseil consultatif de la Vanderbilt Eye Institute. M. Gass est titulaire d'un baccalauréat en génie civil de la Vanderbilt University de Nashville, au Tennessee. Il détient également une maîtrise en génie civil de la Tulane University de la Nouvelle-Orléans, en Louisiane. M. Gass réside actuellement en Floride. Il est membre de l'American Society of Civil Engineers et de la Society of Petroleum Engineers.

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Paul Haseldonckx ²⁾³⁾ Essen (Allemagne)	Administrateur depuis 2002 (Petro-Canada, de 2002 au 31 juillet 2009) Indépendant	Paul Haseldonckx a été membre du conseil de gestion de Veba Oel AG (« Veba »), la plus importante société pétrolière et gazière allemande du secteur d'aval, y compris les stations d'essence Aral AG en Europe. M. Haseldonckx a représenté les intérêts de Veba au sein du conseil de la coentreprise Cerro Negro aux étapes de la construction et du démarrage de la production de cette exploitation in situ de sables pétrolifères comprenant une usine de valorisation. M. Haseldonckx est titulaire d'une maîtrise ès sciences et il a suivi les programmes à l'intention des cadres de l'INSEAD, de Fontainebleau, et de l'IMD, de 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.
Jacques Lamarre ²⁾³⁾ Québec (Canada)	Administrateur depuis 2009 Indépendant	Jacques Lamarre a été président et chef de la direction de SNC-Lavalin de mai 1996 jusqu'à sa retraite en mai 2009. M. Lamarre est officier de l'Ordre du Canada et un des membres fondateurs et ancien président du Commonwealth Business Council. Il a aussi été président du conseil d'administration du Conference Board du Canada et un des membres fondateurs des Governors for Engineering & Construction du Forum économique mondial. Il est actuellement administrateur de PPP Canada Inc. 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, de 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. Il a notamment siégé au conseil de la Banque Royale du Canada.
Maureen McCaw ¹⁾²⁾ Alberta (Canada)	Administratrice depuis 2004 (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 (IAS.A). En plus d'être présidente de Tinnakilly Inc. et associée directrice de Prism Ventures, M ^{me} McCaw est administratrice de la Société Radio-Canada 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 Conservation de la nature Canada (chapitre de l'Alberta) et du Epcor Community Essentials Council, et elle a été présidente de la chambre de commerce d'Edmonton.

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Michael W. O'Brien ³⁾⁴⁾ Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2002 Indépendant	Michael O'Brien a été vice-président directeur, Expansion de la société et chef des finances de Suncor Énergie Inc. avant de prendre sa retraite en 2002. M. O'Brien est administrateur principal de Shaw Communications Inc. Il a aussi été président du conseil d'administration de Conservation de la nature Canada, 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 2004 (Petro-Canada, de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendant	James Simpson a été président de Chevron Canada Resources (pétrole et gaz). Il agit à titre d'administrateur principal de Canadian Utilities Limited et est membre de son comité de gouvernance, de nomination, de rémunération et de relève, tout en étant président de son comité d'audit ainsi que de son comité d'évaluation des risques. M. Simpson est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise ès sciences et a obtenu un diplôme dans le cadre du programme pour les cadres supérieurs à la Sloan School of Business du M.I.T. Il a été président du conseil d'administration de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et vice-président du conseil d'administration de la Canadian Association of the World Petroleum Congresses.
Eira M. Thomas ³⁾⁴⁾ Colombie-Britannique (Canada)	Administratrice depuis 2006 Indépendante	Eira Thomas est une géologue canadienne comptant plus de 20 ans d'expérience dans le secteur canadien du diamant, expérience qu'elle a notamment acquise dans le cadre de ses fonctions antérieures de vice-présidente de Aber Resources (maintenant Dominion Diamond Corp.) et à titre de fondatrice et chef de la direction de Stornoway Diamond Corp. Actuellement, M ^{me} Thomas est chef de la direction et administratrice de Kaminak Gold Corporation, et elle est administratrice de Lucara Diamond Corp. et de Dundee Precious Metals Inc. (Dundee). ⁷⁾ 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'Institution of Chemical Engineers et membre de l'Institute of Directors. Il est aussi 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.

Administrateur de Suncor Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Michael Wilson Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2014 Indépendant	Michael Wilson a occupé les postes de président et de chef de la direction d'Agrium Inc., un fournisseur dans le commerce du détail de produits et services agricoles et un fabricant et négociant de nutriments sur le marché agricole en gros, dont le siège social est situé à Calgary, de 2003 jusqu'à sa retraite en 2013. Il avait auparavant occupé les postes de vice-président directeur et de chef de l'exploitation. M. Wilson a acquis une vaste expérience dans le secteur de la pétrochimie ayant agi à titre de président de Methanex Corporation et occupé divers postes comportant de plus en plus de responsabilités en Amérique du Nord et en Asie auprès de Dow Chemical Company. M. Wilson est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de la Waterloo University et siège actuellement aux conseils d'Agrium Inc. (« Agrium ») ⁸⁾ , de Celestica Inc. et de Finning International Inc. Il est aussi président de la Calgary Prostate Cancer Foundation.

- 1) Comité des ressources humaines et de la rémunération
- 2) Comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable
- 3) Comité d'audit
- 4) Comité de gouvernance
- 5) M. D'Alessandro a indiqué qu'il ne se présentera pas à la réélection à titre d'administrateur de la CIBC à la prochaine assemblée annuelle de la CIBC.
- 6) M. Ford a indiqué qu'il ne se présentera pas à la réélection à titre d'administrateur de USG à la prochaine assemblée annuelle de USG.
- 7) M^{me} Thomas a indiqué qu'elle ne se présentera pas à la réélection à titre d'administratrice de Dundee à la prochaine assemblée annuelle de Dundee qui devrait avoir lieu le 7 mai 2014.
- 8) M. Wilson a indiqué qu'il ne se présentera pas à la réélection à titre d'administrateur d'Agrium à la prochaine assemblée annuelle d'Agrium.

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
Stephen D.L. Reynish	Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Stratégie et développement et chef des finances par intérim
Eric Axford	Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Services d'entreprise
Mark Little	Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Amont
Mike MacSween	Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Projets majeurs
Kris Smith	Alberta (Canada)	Vice-président principal, Raffinage et commercialisation
Paul Gardner	Alberta (Canada)	Vice-président principal, Ressources humaines
Janice Odegaard	Alberta (Canada)	Vice-présidente principale, chef du contentieux et secrétaire générale

Au 24 février 2014, 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 0,05 % des actions ordinaires en circulation.

Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions

Aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor n'est, en date des présentes, ou n'a été, au cours

des dix dernières années, 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 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.

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.

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 :

- 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 provisions;
- 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) 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 payés ou payables à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs de la Société :

(milliers de dollars)	2013	2012
Honoraires d'audit	6 108	5 904
Honoraires pour services liés à l'audit	519	429
Honoraires pour services fiscaux	50	50
Tous les autres honoraires	60	125
Total	6 737	6 508

Des honoraires d'audit ont été payés, ou sont payables, 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 l'égard de laquelle nous sommes ou étions parties, ou qui met ou mettait en cause nos biens, n'est en cours durant l'exercice clos le 31 décembre 2013 et, à notre connaissance, aucune action en dommages-intérêts de ce type 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 clos le 31 décembre 2013, b) aucune autre amende ou sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement ou c) aucun règlement amiable n'a été conclu par la Société devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 2013, 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, directe ou indirecte, 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 24 février 2014 concernant les états financiers consolidés de la Société, qui comprennent les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012 et les états consolidés du résultat global, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos le 31 décembre 2013 et le 31 décembre 2012 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 2013. 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 annuelles 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 2014, 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, et n'est pas tenue d'adopter, les normes en matière d'indépendance des administrateurs prescrites par l'article 303A.02 du manuel des sociétés inscrites de la NYSE, y compris relativement à son comité d'audit et à son comité de la rémunération. Le conseil n'a pas adopté, ni n'est tenu d'adopter, de procédures pour mettre en œuvre l'Article 303A.05(c)(iv) du manuel des sociétés inscrites de la NYSE relativement à l'indépendance des conseillers du comité de la rémunération. 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 2013 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 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'investissement en immobilisations et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue » et autres expressions analogues 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 :

- la poursuite du projet de désengorgement des installations de traitement centrales existantes à MacKay River en 2014, qui haussera la capacité de traitement du bitume de 20 % d'ici la fin de 2015 et la portera à 38 kbj;
- 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.

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

- la prochaine révision aux activités du secteur Sables pétrolifères est prévue pour 2016;
- à Terra Nova, la Société prévoit effectuer l'entretien de plusieurs puits de production et rétablir une deuxième conduite d'écoulement jusqu'à un centre forage sous-marin en 2014.

Les attentes de Suncor concernant les affectations futures de dépenses en immobilisations et l'échéancier d'achèvement des projets de croissance et des autres projets d'importance ainsi que leurs résultats, notamment en ce qui a trait aux éléments suivants :

- les attentes de la Société selon lesquelles les concessions Voyageur South et Audet peuvent être développées au moyen de techniques d'exploitation;
- les attentes de la Société selon lesquelles les concessions Meadow Creek, Lewis, Chard et Kirby peuvent être développées au moyen de techniques in situ et que la Société pourrait entreprendre des programmes de forage d'exploration;
- le fait que la Société prévoit forer 50 trous de carottage à Lewis et 66 trous de carottage à Meadow Creek durant l'hiver 2014;
- les plans de la Société visant à travailler à obtenir une décision d'autorisation en 2014 à l'égard d'une installation de traitement centrale additionnelle à MacKay River, qui devrait avoir une capacité nominale initiale d'environ 20 kbj et connaître une première production de pétrole en 2017;
- les projets de recourir à une centrifugeuse à Syncrude pour séparer l'eau des résidus;
- le projet d'exploitation minière de Fort Hills, qui devrait avoir une première production de pétrole d'ici le quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité de production prévue de 180 kbj (73 kbj nets pour Suncor) au cours de sa première année;
- la part prévue de la Société des coûts du projet Fort Hills est de 5,5 milliards de dollars, et les activités du projet pour 2014 devraient être axées sur des études techniques détaillées, sur l'approvisionnement et sur la hausse des activités de construction sur le terrain;
- les plans à l'égard du projet minier Joslyn North, y compris une production de bitume de 157 kbj (brut);
- 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;

- les plans de développement pour l'unité d'extension Hibernia Southern, qui comprennent le forage d'un maximum de deux puits de production supplémentaires depuis la plateforme à embase-poids et de six puits d'injection d'eau 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 pour 2015;
- le fait que le nombre de puits de production et de puits d'injection nécessaires à l'unité d'extension Hibernia Southern pourrait devoir être révisé à mesure que le développement progresse et que les incertitudes sur la capacité des réservoirs sont résolues;
- les plans de développement pour les extensions White Rose, y compris le fait que l'autorisation est prévue pour le deuxième semestre de 2014, que l'infrastructure d'injection d'eau sera installée en 2014 et que la première production de pétrole provenant de l'extension South White Rose est prévue à la fin de 2014 ou au début de 2015;
- 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 kb, 52 espaces aux fins de forage et une capacité de production brute de 150 kb/j de pétrole (34 kb/j nets pour Suncor);
- la part assumée par Suncor des coûts du projet Hebron après l'autorisation sera d'environ 2,8 G\$ et la première production de pétrole est prévue en 2017;
- que trois puits de développement de pétrole et de gaz forés à Buzzard en 2013 réduiront les baisses naturelles du réservoir;
- les plans de développement pour Golden Eagle, qui prévoient une capacité de production brute initiale de 70 kbep/j (19 kbep/j nets pour Suncor) provenant des 21 puits de développement et des frais de développement bruts de 2 G£ (3,5 G\$ CA) (0,6 G£ (1,0 G\$CA) nets pour Suncor), et les attentes de la Société selon lesquelles la première extraction surviendra à la fin de 2014 ou au début de 2015;
- les plans à l'égard de l'évaluation continue et de la réalisation de nouveaux travaux de forage d'appréciation en 2014 sur la découverte Beta;
- les plans visant le début du forage d'un puits d'exploration dans la zone prometteuse Myrhaug à la fin de 2014 et dans la zone prometteuse Blackjack au cours du premier trimestre de 2014;

- que le coût restant estimatif que Suncor a engagé au 31 décembre 2013 pour son programme de travaux d'exploration en Libye était de 349 M\$ US;
- l'attente de Suncor selon laquelle le transport ferroviaire vers Montréal augmentera pour s'établir à environ 35 kb/j d'ici la fin de 2014;
- la Société prévoit mettre en service une deuxième installation de déchargement ferroviaire à Tracy, au Québec, qui devrait permettre d'accéder aux eaux de marée de l'est pour les produits des Sables pétrolifères et qui pourrait commencer dès le deuxième trimestre de 2014;
- l'attente de la Société selon laquelle la construction du projet éolien Adelaide commencera au deuxième trimestre de 2014, que le projet Cedar Point continuera à avancer tout au long du processus réglementaire en 2014 et que les deux projets ajouteront 140 MW de capacité installée brute, haussant la capacité installée brute des projets éoliens de Suncor de 55 %.

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;
- les copropriétaires de Syncrude ne prévoient pas que la zone minière Aurora South entrera en production avant 2024, moment où la production de la zone minière Mildred Lake devrait être achevée;
- les plans de Suncor de continuer à rechercher d'autres occasions dans la mer du Nord, dans la mer de Norvège et dans la mer de Barents;
- les plans de Suncor de continuer à rechercher des occasions au large de Terre-Neuve-et-Labrador;
- les frais en matière de conformité de Suncor relativement au SGER pour 2014 devraient se situer entre 20 M\$ et 25 M\$;
- les importantes activités et les coûts importants de développement prévus ou à engager en 2014;
- 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;
- les plans de Suncor à l'égard de ses réserves et de 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 2014;
- 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;
- la croyance de Suncor selon laquelle elle pourra défendre avec succès sa position initiale concernant certains contrats dérivés 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 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 réinvestissements de maintien 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; 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'oeuvre 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 œuvre 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'oeuvre 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, par exemple le différend actuel de Suncor avec l'Agence du revenu du Canada relativement au règlement de certains contrats sur des produits dérivés, y compris le risque que Suncor puisse ne pas être en mesure de défendre avec succès sa position fiscale initiale

si elle fait l'objet d'une nouvelle cotisation et qu'elle soit au bout du compte tenue de payer plus d'impôts en conséquence; 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; les interruptions survenant dans l'infrastructure de tiers, qui pourraient perturber la production; 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 :

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

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

Constitution

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

Attributions et responsabilités

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

Contrôles internes

1. Se renseigner sur le caractère adéquat du système de contrôles internes de la Société et examiner l'évaluation des contrôles internes effectuée par les auditeurs internes et l'évaluation des contrôles financiers et internes effectuée par les auditeurs externes.
2. Vérifier la surveillance par la direction du respect des normes de conduite des affaires de la Société.
3. Établir des procédures pour la soumission par les employés, sous le couvert de l'anonymat, de plaintes faisant état de préoccupations relatives à des questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou au code de conduite des affaires et examiner périodiquement un résumé des plaintes qui ont été formulées et des mesures prises pour les résoudre.
4. Examiner les conclusions tirées de tout examen important effectué par des organismes de réglementation concernant les affaires financières de la Société.
5. Examiner périodiquement les procédures de gouvernance de la direction relatives aux ressources de technologie de l'information en vue de déterminer si elles sont en mesure d'assurer l'intégrité, la protection et la sécurité des systèmes et des registres d'information électronique de la Société.
6. Examiner les pratiques de la direction assurant la supervision des dépenses et des avantages accessoires des dirigeants.

Auditeurs externes et internes

7. Évaluer le rendement des auditeurs externes et initier de même qu'approuver le début ou la fin du mandat des auditeurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi.
8. Examiner la portée de l'audit de même que l'approche des auditeurs externes et approuver les conditions de leur mandat et leurs honoraires.
9. Examiner les relations ou les services qui peuvent avoir une incidence sur l'objectivité et l'indépendance des auditeurs externes, y compris l'examen annuel de la déclaration écrite des auditeurs concernant tous les liens qui existent entre eux (de même que les membres de leur groupe) et la Société; examiner et approuver tous les mandats relatifs à des services non liés à l'audit qui seront fournis par les auditeurs externes ou des membres de leur groupe.

10. Examiner les procédures de contrôle de la qualité des auditeurs externes, notamment les questions importantes soulevées par le plus récent examen du contrôle de la qualité ou examen par les pairs et les questions soulevées par une enquête d'une autorité gouvernementale ou professionnelle menée sur les auditeurs externes, en expliquant les mesures prises par le cabinet pour régler ces questions.
11. Examiner et approuver la nomination ou la destitution du directeur de l'audit interne, examiner annuellement un sommaire de la rémunération du directeur de l'audit et examiner périodiquement le rendement et l'efficacité de l'attribution de l'audit interne, notamment le respect du *International Professional Practices Framework for Internal Auditing* de l'Institut of Internal Auditors.
12. Examiner la charte du service d'audit interne et les projets, les activités, la structure organisationnelle et les compétences des auditeurs internes et surveiller l'indépendance du service.
13. Offrir une voie de communication ouverte entre la direction, les auditeurs internes ou les auditeurs externes, d'une part, et le conseil d'administration, d'autre part.

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

14. Examiner la lettre d'observation à l'intention de la direction des auditeurs externes de même que les commentaires de la direction à cet égard et enquêter sur tout désaccord entre la direction et les auditeurs externes ou sur les restrictions imposées par la direction aux auditeurs externes. Examiner les écarts non ajustés portés à l'attention de la direction par les auditeurs externes et les mesures prises pour régler le problème.
15. Examiner avec la direction et les auditeurs externes les documents d'information financière et les autres documents d'information mentionnés au point 16, y compris les questions d'information financière importantes, la présentation et l'incidence des incertitudes et risques importants et les estimations et appréciations clés de la direction qui peuvent être importantes pour la présentation de l'information financière, y compris les autres modes de traitement et leurs incidences.
16. Examiner et approuver les états financiers consolidés intermédiaires de la Société et le rapport de gestion s'y rapportant (le « rapport de gestion »). Formuler après examen des recommandations au conseil d'administration concernant l'approbation des états financiers consolidés audités annuels de la Société et du rapport de gestion s'y rapportant, de la notice annuelle et du formulaire 40-F de la Société. Examiner les autres documents d'information annuels et trimestriels importants ou les autres documents déposés auprès des organismes de réglementation contenant les renseignements financiers audités ou non audités ou s'y rapportant.
17. Autoriser tout changement aux catégories de documents et de renseignements devant être examinés ou approuvés par le comité d'audit avant d'être communiqués à l'externe qui sont énoncés dans la politique de la Société en matière de communication externe et de divulgation de renseignements importants.
18. Examiner les changements apportés aux politiques comptables de la Société.
19. Examiner avec les conseillers juridiques les questions d'ordre juridique ayant une incidence importante sur les rapports financiers.

Réserves de pétroles et de gaz

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

Gestion des risques

23. Examiner périodiquement les politiques et pratiques de la Société concernant la gestion de la trésorerie, les instruments dérivés, le financement, le crédit, l'assurance, l'imposition, les opérations sur produits de base et les questions connexes. Surveiller le modèle de gouvernance sur la gestion des risques du conseil au moyen d'examens périodiques en vue de refléter adéquatement les principaux risques associés à l'entreprise de la Société dans le mandat du conseil et de ses comités. Procéder à un examen périodique des principaux risques propres à Suncor qui a été délégué au comité pour surveillance, et assurer la surveillance de ceux-ci.

Régime de retraite

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

Sécurité

25. Examiner sommairement les risques importants associés à la gestion de la sécurité physique, à la sécurité de la technologie de l'information 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 19 novembre 2013.

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 2013. 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 2013, 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 2013, 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> 22 janvier 2014	Canada	—	20 143	—	20 143
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Sables pétrolifères Exploitation minière 8 janvier 2014	Canada	—	22 446	—	22 446
			—	42 589	—	42 589

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 28 février 2014

« Caralyn P. Bennet »

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 2013. 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 2013, 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 2013, 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
Sprole Associates Limited	Côte Est du Canada 21 février 2014	Au large de Terre-Neuve, Canada	—	8 175	—	8 175
Sprole Associates Limited	Activités terrestres en Amérique du Nord 21 février 2014	Ouest canadien	—	228	—	228
Sprole International Limited	Mer du Nord 21 février 2014	Mer du Nord, Royaume-Uni	—	7 500	—	7 500
Sprole International Limited	Autres – International 21 février 2014	Libye	—	4 433	—	4 433
			—	20 336	—	20 336

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 :

Sprole Associates Limited et Sprole International Limited, Calgary (Alberta) Canada, le 28 février 2014

"Harry J. Helwerda"

Harry J. Helwerda, ing., FEC, FGC (hon.)
Président et chef de l'exploitation et administrateur

ANNEXE E – ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION

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 2013, 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

« Stephen D.L. Reynish »

STEPHEN D.L. REYNISH

Chef des finances par intérim

« 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 28 février 2014



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

Suncor.com