



SUNCOR ÉNERGIE Inc. (Suncor) est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor sont reliées notamment au développement et à la valorisation de sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière classique et extracôtière, au raffinage du pétrole et à la commercialisation des produits sous la marque Petro-Canada. Tout en exploitant les ressources pétrolières de façon responsable, Suncor développe aussi un portefeuille croissant de sources d'énergie renouvelable. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

TABLE DES MATIÈRES

1	Principales données financières
2	Mises en garde
4	Message du chef de la direction aux actionnaires
7	Message du président et chef de l'exploitation aux actionnaires
10	Notre tableau de pointage
15	Modèle d'affaires de Suncor
18	Système de gestion de l'excellence opérationnelle de Suncor
19	Sommaire des réserves et des ressources
22	Rapport de gestion
97	Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière
98	Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
99	Rapport de l'auditeur indépendant
101	États financiers consolidés audités et notes annexes
148	Sommaire trimestriel
153	Sommaire financier des cinq derniers exercices
158	Information supplémentaire concernant les finances et l'exploitation
159	Données sur la négociation des actions

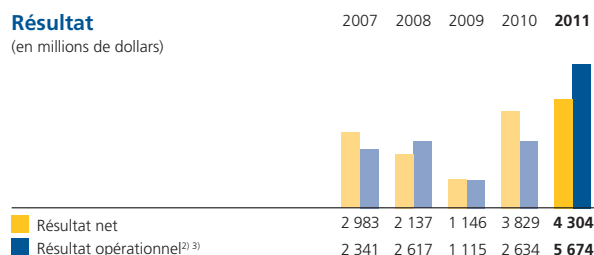
Une liste des abréviations utilisées dans le présent document est établie ci-dessous :

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	barils	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour	C.-B.	Colombie-Britannique
Mb	millions de barils	\$ ou \$ CA	Dollar canadien
bep	barils équivalent pétrole	\$ US	Dollar américain
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	£	Livre sterling
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	€	Euro
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour		
Mbep	millions de barils équivalent pétrole		
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Secteurs financier et des affaires</u>	
kpi ³ e	milliers de pieds cubes d'équivalent gaz naturel	IFRS	Normes internationales d'information financière
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	PCGR	Principes comptables généralement reconnus
Mpi ³ e	millions de pieds cubes d'équivalent gaz naturel	TSX	Bourse de Toronto
		NYSE	Bourse de New York
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes d'équivalent gaz naturel par jour	WTI	West Texas Intermediate
		WCS	Western Canadian Select
Gpi ³	milliards de pieds cubes de gaz naturel	PBS	Pétrole brut synthétique
		LGN	Liquide(s) de gaz naturel
m ³	mètres cubes		
m ³ /j	mètres cubes par jour		
MW	mégawatts		

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES ¹⁾

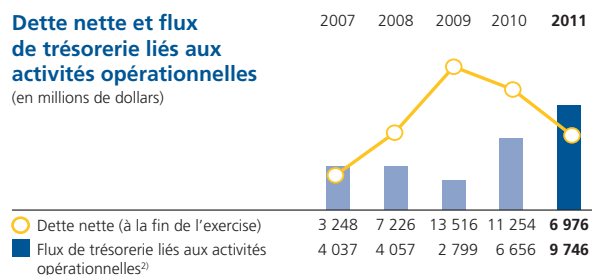
Résultat

(en millions de dollars)



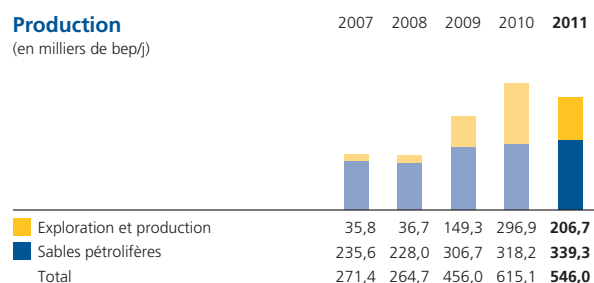
Dettes nettes et flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

(en millions de dollars)



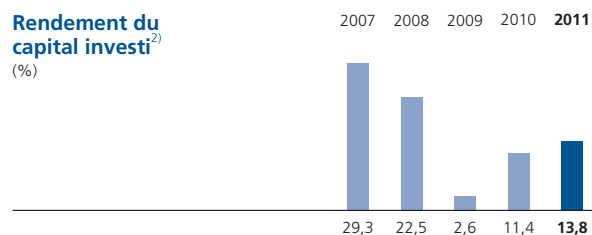
Production

(en milliers de bep/j)



Rendement du capital investi

(%)



Autres indicateurs clés

Exercices clos les 31 décembre	2007	2008	2009	2010	2011
Financiers (en dollars par action ordinaire)					
Résultat net – de base	3,23	2,29	0,96	2,45	2,74
Résultat net – dilué	3,17	2,26	0,95	2,43	2,67
Résultat opérationnel ^{2),3)} – de base	2,54	2,81	0,93	1,69	3,61
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾ – de base	4,38	4,36	2,34	4,25	6,20
Dividende	0,19	0,20	0,30	0,40	0,43
Financiers (en millions de dollars)					
Produits des activités ordinaires (déduction faite des redevances)	14 329	17 098	17 459	32 003	39 337
Dépenses d'investissement et d'exploration	5 629	8 020	4 267	6 010	6 850
Actif total	24 509	32 528	69 746	68 607	74 777
Cours du marché des actions ordinaires au 31 décembre (Clôture)					
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)	53,96	23,72	37,21	38,28	29,38
Bourse de New York (en dollars américains)	54,37	19,50	35,31	38,29	28,83
Ratios clés					
Dettes/dettes plus les capitaux propres (en pourcentage)	24	35	29	26	22
Dettes nettes/ flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en nombre de fois) ²⁾	0,8	1,8	4,8	1,7	0,7

1) Sauf indication contraire, les données pour les exercices 2010 et 2011 sont présentées selon les IFRS et les données pour les exercices 2007 à 2009 sont présentées selon les PCGR canadiens en vigueur avant le 1^{er} janvier 2011. Les incidences du passage aux IFRS sur les états financiers déjà publiés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentées dans les notes annexes des états financiers consolidés de l'exercice 2011. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du rapport de gestion de 2011 (le « rapport de gestion »).

2) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le rendement du capital investi (compte non tenu des coûts relatifs aux projets majeurs en cours) sont des mesures financières hors PCGR, de même que les données par action ordinaire et autres indicateurs clés qui reposent sur ces données financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

3) La Société a retraité le résultat opérationnel de l'exercice 2010 pour tenir compte du passage aux IFRS ainsi que les résultats opérationnels des exercices 2007 à 2010 pour tenir compte de l'élimination de certains ajustements du résultat opérationnel de périodes antérieures. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

MISES EN GARDE

Le présent rapport annuel renferme des énoncés prospectifs et d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses formulées par Suncor à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et les hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevance applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en capital budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités réglementaires et des tiers. Tous les énoncés et les autres informations traitant de prévisions 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, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats opérationnels et de résultats financiers, 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 », « croît », « projette », « indique », « pourrait », « se concentrer sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs du présent rapport annuel comprennent ceux qui sont mentionnés à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion figurant dans le présent rapport annuel, ainsi qu'aux rubriques « Message du chef de la direction aux actionnaires », « Message du président et chef de l'exploitation aux actionnaires », « Notre tableau de pointage » et « Modèle d'affaires de Suncor » du présent rapport annuel, notamment : le plan de croissance sur dix ans de Suncor et les prévisions que i) celui-ci permettra de porter la production totale de Suncor à plus de un million de barils d'équivalent pétrole par jour d'ici 2020 (dont une croissance annuelle moyenne de la production du secteur Sables pétrolifères d'environ 10 % grâce à une combinaison prudente de projets in situ et de projets miniers, et une croissance annuelle de la production à l'échelle de la Société d'environ 8 % en moyenne), ii) plus de 80 % de la production de pétrole brut proviendra des sables pétrolifères, iii) Suncor possèdera les plus vastes installations de valorisation au Canada, iv) Suncor disposera des ressources, de l'expertise et du modèle d'affaires qui lui permettront de réaliser ses objectifs de croissance et d'accroître la valeur pour les actionnaires de la Société, v) l'échelonnement des dépenses en immobilisations de croissance de Suncor réduira les risques liés à l'investissement et maximisera le rendement pour nos actionnaires et que la croissance sera exposée à un degré de risque moindre d'ici 2020, vi) Suncor consacra la plupart de ses dépenses en immobilisations de croissance aux projets de sables pétrolifères, vii) la production de pétrole classique de Suncor augmentera, en raison principalement du développement planifié de Golden Eagle, de l'usine d'extension d'Hibernia South et d'Hebron et qu'elle devrait continuer à représenter environ 20 % de la production estimée de pétrole brut de Suncor jusqu'en 2020; la prévision que Suncor pourra miser sur des réserves de plus de 30 ans qui pourront être mises en valeur de façon responsable; la conviction de Suncor qu'elle pourra financer en interne ses dépenses en immobilisations de maintien et de croissance prévues pour l'année à venir; les attentes que la Société pourra financer ses activités de base et ses dépenses en immobilisations de croissance principalement au moyen des produits des activités ordinaires générés en interne, continuer à maîtriser les coûts et à gérer prudemment sa situation financière et, sous réserve de l'approbation du conseil d'administration de Suncor, verser plus de trésorerie aux actionnaires sous forme d'augmentation des dividendes ou d'autres programmes de rachat d'actions; les attentes de la Société concernant les perspectives d'accroissement de la production de la phase 3 d'expansion de Firebag, et l'accroissement de la production de la phase 4 d'expansion de Firebag, qui devrait commencer en 2013; l'attente de Suncor qu'en échelonnant soigneusement ses projets de croissance, elle pourra atténuer les fluctuations de la demande de main-d'œuvre, de matières et de services; les objectifs de performance environnementale stratégique de Suncor pour 2015, y compris une réduction de 12 % de sa consommation d'eau douce, une augmentation de 100 % de la superficie des terrains perturbés remis en état, un accroissement de 10 % de son efficacité énergétique et une diminution de 10 % des émissions de gaz à effet de serre (tous ces objectifs étant établis par rapport aux niveaux de 2007); l'investissement prévu de Suncor dans des travaux d'infrastructure permettant la mise en œuvre du procédé TROMC de remise en état des bassins de résidus, et la conviction de la Société que grâce à ce procédé, elle pourra ramener le nombre de bassins de résidus sur son principal site minier de huit à un, ce qui aura pour effet de réduire le temps nécessaire à la remise en état intégrale des sites au tiers de ce qu'il est actuellement; la conviction que le secteur Négociation de l'énergie continuera d'évaluer des engagements supplémentaires relativement au transport par pipeline afin de soutenir les accroissements prévus de la capacité de production; les objectifs de Suncor pour 2012 et la façon dont elle compte les atteindre de même que son objectif ultime de maintenir des charges opérationnelles décaissées de 35 \$ le baril ou moins tout en absorbant l'incidence de l'inflation, qui sont décrits à la rubrique « Notre tableau de pointage » du rapport annuel, ainsi que tous les chiffres de la rubrique « Prévisions de la Société ».

Les énoncés et 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 qui sont uniques 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, et le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment. Bon nombre de ces facteurs de risque et d'autres hypothèses concernant les énoncés et les renseignements prospectifs de Suncor font l'objet d'analyses plus poussées dans le rapport de gestion contenu dans le présent rapport annuel, notamment sous la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans la notice annuelle et le formulaire 40-F de Suncor pour l'exercice 2011 déposés respectivement auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis à www.sec.gov, ces facteurs étant intégrés par renvoi aux présentes. Le lecteur est invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose à l'occasion auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Toutes les informations financières sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport annuel, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi (le « RCI ») et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du résultat opérationnel, défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors

PCGR », avec le résultat net établi selon les PCGR sont présentés aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le RCI et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères sont définis et font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en milliers de pieds cubes équivalent (kpi^3e) et en millions de pieds cubes équivalent (Mpi^3e) de gaz naturel, en supposant que un baril équivaut à six mille pieds cubes. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep), en milliers de bep (kbep) et en millions de bep (Mbep) selon le même ratio. Les mesures exprimées en kpi^3e , Mpi^3e , bep, kbep et Mbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de LGN pour six kpi^3 de gaz naturel repose sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représentent pas nécessairement une équivalence de la valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeuse.

MESSAGE DU CHEF DE LA DIRECTION AUX ACTIONNAIRES

Pendant les quelque 20 ans que j'ai passé à la barre de Suncor Énergie, j'ai tenté de faire mien le dicton : « les gestes sont toujours plus éloquents que la parole ». Cependant, en affaires, comme dans tout autre aspect de l'existence, il est beaucoup plus facile de faire des promesses que de les tenir. C'est pourquoi, pour nous tous à Suncor, 2011 a été particulièrement remarquable. Le modèle d'affaires intégré de Suncor a révélé sa pleine valeur en 2011. Il a permis en effet de maximiser les marges réalisées sur nos barils de pétrole et de dégager un résultat opérationnel et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles record. En 2011, nous avons aussi continué de mettre l'accent sur l'excellence opérationnelle, ce qui a donné lieu à une forte hausse de la fiabilité à l'échelle de la Société et à des niveaux de production record dans le secteur des Sables pétrolifères. Enfin, en 2011, Suncor a continué de tirer parti des technologies en vue de réduire son empreinte environnementale et ses charges opérationnelles des années à venir.

L'année 2011 a été la première année complète de mise en œuvre du plan de croissance sur dix ans de la Société, qui devrait nous permettre de porter notre production totale à plus de un million de barils d'équivalent pétrole par jour d'ici 2020. Les résultats financiers et opérationnels soutenus réalisés en 2011 sont de bon augure pour la capacité de Suncor d'enregistrer une croissance rentable. Nous visons une croissance de production d'environ 10 % par année pour le secteur Sables pétrolifères et environ 8 % par année pour l'ensemble de l'entreprise, et ce, jusqu'en 2020. Ces taux devraient être supérieurs à ceux de la plupart des grandes sociétés d'énergie.

Nous ne tenons cependant rien pour acquis. Dans l'avenir, Suncor continuera d'accorder systématiquement la priorité à la gestion des coûts et au contrôle de la qualité qui, à terme, détermineront le rythme de notre plan de croissance. Nous sommes convaincus que nous avons les ressources, l'expertise et le modèle d'affaires qu'il nous faut pour faire progresser notre plan de croissance. La stratégie est en place, mais nous savons qu'une exécution minutieuse, une gestion rigoureuse et une surveillance constante seront nécessaires pour atteindre l'objectif primordial de Suncor : créer une valeur soutenue et durable pour les actionnaires en produisant de façon responsable l'énergie dont notre société a besoin et qu'elle exige.

2011 : Créer de la valeur pour les actionnaires

En 2011, le résultat opérationnel annuel de Suncor a plus que doublé comparativement à 2010, atteignant un chiffre record de 5,7 G\$. Les flux de trésorerie provenant des

activités opérationnelles ont aussi atteint un sommet historique, à près de 10 G\$. Bien que les résultats soient principalement attribuables à l'accroissement de la production de notre secteur Sables pétrolifères et du cours élevé du pétrole brut, ils ont aussi rendu compte d'une amélioration des prix obtenus découlant de notre capacité de valoriser le bitume et de raffiner le pétrole brut en interne. Nous maximisons non seulement la production, mais aussi la marge sur les barils de pétrole que nous produisons.

Les avantages inhérents au modèle d'affaires intégré de Suncor sont devenus encore plus évidents depuis notre fusion avec Petro-Canada, en 2009. Ce regroupement a étendu les activités de raffinage et de commercialisation de la Société et lui a donné une capacité de production du pétrole et du gaz à coût réduit internationale et au large de la Côte Est du Canada. Résultat net de l'opération : des flux de trésorerie accrus pour renforcer la situation financière, financer la croissance de la production des sables pétrolifères et créer de la valeur pour les actionnaires.

En à peine deux ans, Suncor a ramené sa dette nette d'environ 13,4 G\$ à un peu moins de 7 G\$. En outre, Suncor a racheté pour 500 M\$ de ses actions ordinaires entre septembre et décembre 2011, et a augmenté son dividende trimestriel de 10 % à compter du deuxième trimestre de 2011. Nous croyons que le rachat représentait une occasion d'investissement intéressante et était dans le meilleur intérêt de nos actionnaires. Nous considérons aussi le rachat et l'augmentation du dividende comme un gage de confiance dans la solidité à long terme de la Société – et dans notre capacité de réaliser une croissance rentable et durable de manière responsable.

Nous sommes actuellement bien placés, tellement bien en fait que nous croyons que nous pourrions financer en interne nos dépenses en immobilisations de maintien et de croissance prévues pour l'année à venir.

Sur le plan de l'excellence opérationnelle, nous avons continué de constater des améliorations de la fiabilité des biens que nous avons exploités en 2011, autre témoignage de l'efficacité du programme pan-organisationnel dirigé par Steve Williams, président et chef de l'exploitation de Suncor. Nous avons entrepris et exécuté des travaux majeurs de maintenance à différentes installations de la Société, notamment le plus important programme de maintenance jamais réalisé par Suncor à l'usine de valorisation 2, qui a été effectué de façon sécuritaire et dans les délais prévus.

Malgré tous ces travaux de maintenance planifiés, la production du secteur Sables pétrolifères (Syncrude non compris) a atteint en moyenne le volume record de 305 000 barils par jour en 2011, avec un mois record de 345 000 barils par jour en décembre. Au quatrième trimestre, le taux de production *in situ* de Suncor a augmenté de un tiers environ, finissant l'exercice à environ 111 000 barils par jour. Nous croyons que ce résultat n'est qu'un début, la phase 3 de Firebag continuant d'augmenter sa production cette année et la prochaine, tandis que la phase 4 de Firebag devrait commencer à accroître sa production en 2013.

On estime que quelque 80 % des réserves de sables pétrolifères du Canada sont enfouies trop profondément dans le sol pour être exploitées par des techniques minières classiques. Près de 60 % des réserves prouvées et probables de sables pétrolifères de Suncor se rapportent aux actifs *in situ* de la Société. En conséquence, la production *in situ*, selon laquelle de la vapeur est injectée dans le gisement pour chauffer le bitume et le faire remonter en surface, deviendra un facteur de plus en plus important pour l'avenir de l'industrie. Suncor est déjà un chef de file dans le domaine et compte deux des projets *in situ* les mieux établis de l'industrie, soit Firebag, qui compte déjà les puits de production les plus productifs du secteur, et MacKay River, qui affiche le ratio vapeur-pétrole (un des principaux indicateurs d'efficacité énergétique et de rentabilité) le plus bas de l'industrie.

Sur la scène internationale, les établissements de Suncor en Libye et en Syrie ont connu une période difficile en 2011. Les activités ont été interrompues temporairement en Libye en février dernier en raison de l'agitation civile grandissante dans la région. Nous avons repris progressivement nos activités dans ce pays au quatrième trimestre, après le changement de régime politique et la levée des sanctions.

En Syrie, le « printemps arabe » a pris une tournure différente, mais tout aussi préoccupante. Pendant une bonne partie de l'exercice 2011, nous avons réagi à la situation en mettant en place un certain nombre de protocoles de sûreté et de sécurité et en nous concentrant sur notre responsabilité sociale. Nous avons en définitive interrompu nos activités dans ce pays en raison des sanctions annoncées en décembre.

Nous continuons de suivre de près l'évolution de la situation dans ces deux pays où notre priorité demeure la sécurité de nos employés. Nous sommes demeurés fidèles à nos convictions selon lesquelles nous n'exercerons aucune activité dans un pays si nous ne pouvons le faire de façon sûre, responsable et conforme aux lois internationales.

Nous avons également poursuivi l'avancement de projets d'énergie renouvelable additionnels et demeurons l'un des premiers investisseurs du Canada dans ce secteur de l'énergie en plein essor. En 2011, nous avons mis en service deux nouveaux parcs éoliens et accru de près de 75 % la capacité totale de production éolienne de la Société. Nous avons aussi achevé notre projet d'agrandissement de notre usine d'éthanol St. Clair, en Ontario, plus tôt dans l'année, ce qui nous a permis de doubler notre capacité de production annuelle à 400 millions de litres.

Pour l'ensemble de la Société, 2011 a été une année remarquable. Malgré l'actualité mondiale, l'instabilité des marchés, quelques difficultés opérationnelles et un programme intensif de maintenance de ses installations, Suncor a enregistré des résultats financiers et opérationnels record en 2011, témoignant de la force et de la souplesse de son modèle d'affaires intégré pour accroître de façon fiable la valeur pour les actionnaires.

Un travail d'équipe

Lorsque je me suis joint à la Société, Suncor dégageait des produits des activités ordinaires d'environ 1,5 G\$, son secteur Sables pétrolifères produisait à peine un peu plus de 60 000 b/j et sa capitalisation boursière était de 1 G\$. En 2011, Suncor dégage des produits des activités ordinaires de près de 40 G\$, son secteur Sables pétrolifères produit 305 000 barils par jour et sa capitalisation boursière avoisine 50 G\$.

Les sables pétrolifères du Canada représentent une occasion remarquable de produire l'énergie dont les économies en croissance ont besoin. Forts de plus de 30 ans de réserves devant nous (en supposant que la production se maintienne approximativement aux niveaux actuels) et de l'un des plus importants ensembles de ressources éventuelles de l'industrie des sables pétrolifères, nous pouvons élaborer un plan à long terme pour mettre en valeur de façon responsable cet immense bassin de ressources.

Pendant plus de 20 ans, j'ai eu l'honneur de cumuler les fonctions de président et chef de la direction de Suncor. En décembre, nous avons annoncé que Steve Williams me remplacerait immédiatement comme président et qu'il me succéderait à titre de chef de la direction lorsque je prendrai ma retraite en mai 2012.

Je travaille en étroite collaboration avec Steve Williams depuis un certain nombre d'années et j'admire son engagement à l'égard des aspects liés à la sécurité, à la fiabilité et au développement durable de nos activités ainsi que son travail acharné visant à favoriser une collaboration au sein de l'industrie. Il a une connaissance très approfondie du secteur des sables pétrolifères de Suncor

et a une très vaste expérience des activités en amont et en aval.

Je suis convaincu que l'équipe de direction au complet servira Suncor et ses actionnaires de manière exemplaire dans les années à venir. Je suis très fier de ce que Suncor a accompli au cours des deux dernières décennies et très optimiste en ce qui concerne l'avenir de la Société. Grâce à son excellente situation financière et à sa stratégie de croissance, Suncor est très bien positionnée pour le long terme.

On m'a souvent demandé quel était le secret d'un leadership efficace. C'est tout simple : il suffit de s'entourer de personnes formidables. À Suncor, c'est essentiellement ce que j'ai fait. La prospérité de notre entreprise tient à l'expertise et à l'engagement de ses employés, une équipe de professionnels talentueux qui sont toujours prêts à relever un défi.

Pendant toutes mes années à Suncor, j'ai également bénéficié des connaissances et des conseils des membres de notre conseil d'administration, qui supervisent tous les aspects stratégiques de nos activités et qui sont les gardiens exceptionnels des intérêts des parties intéressées. Ils n'hésitent pas à mettre en doute les idées de la direction pour l'amener à jouer son rôle de meneur, à

innover et à faire croître la rentabilité de la Société, et je tiens à les remercier de leur vision et de leur soutien. Plus particulièrement, j'aimerais remercier Brian MacNeill, qui cette année part à la retraite après 17 ans de service au sein du conseil d'administration. Merci Brian pour votre dévouement envers la Société, notamment dans le cadre de votre rôle de président du conseil d'administration de Petro-Canada. Le leadership dont vous avez fait preuve a contribué à la réussite du regroupement de nos deux grandes sociétés.

À Suncor, nous savons que nous avons encore beaucoup de travail à accomplir pour combler les attentes de nos actionnaires et de l'ensemble de nos parties prenantes, mais nous sommes prêts à relever le défi. Au nom des employés, de la direction et du conseil d'administration de Suncor, je vous remercie de votre appui indéfectible.

Le chef de la direction,

A handwritten signature in black ink that reads "Rick George". The signature is written in a cursive, flowing style.

Rick George

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET CHEF DE L'EXPLOITATION AUX ACTIONNAIRES

L'année 2011 a certainement été remarquable, comme le montrent la production, les flux de trésorerie et le résultat de Suncor. Elle a aussi été importante du fait des changements à la direction de l'entreprise. Le 1^{er} décembre, Rick George, notre chef de la direction, a annoncé qu'il comptait prendre sa retraite, et le conseil d'administration m'a nommé président et chef de l'exploitation ainsi que membre du conseil d'administration.

Je tiens à remercier Rick pour le leadership et la vision dont il a fait preuve au cours des 20 dernières années. Je souhaite aussi lui rendre hommage, au nom de tous nos employés, pour ses apports à Suncor et à la collectivité.

Je suis honoré de la confiance que m'accordent Rick et le conseil, et je me réjouis à l'avance de servir la Société dans ce rôle de leader. Je crois qu'avec notre modèle d'affaires efficace, les améliorations continues de la fiabilité découlant de l'importance que nous accordons à l'excellence opérationnelle et une situation financière saine, nous sommes bien placés pour réaliser notre stratégie de croissance sur dix ans et créer de la valeur pour nos actionnaires.

Des bases solides pour la croissance

Le plan de croissance décennal mis en œuvre par Suncor en 2010 est à mon avis l'un des plus ambitieux du genre dans le secteur des sables pétrolifères. Nous sommes aussi exceptionnellement bien placés pour réussir à le réaliser. La plupart des entreprises de notre taille qui planifient une croissance de 8 % à 10 % de leur production annuelle sur plusieurs années sont généralement très endettées et s'exposent à un degré élevé de risque. Suncor, au contraire, le fait avec un ratio de la dette nette aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de moins de un, et à un moment où ses activités de base génèrent des niveaux de trésorerie record pour financer la croissance. Nous avons aussi planifié et échelonné avec soin nos dépenses en immobilisations de croissance de façon à réduire au minimum les risques liés aux investissements et à maximiser le rendement pour nos actionnaires.

En répartissant et en mettant en commun les investissements dans certains de nos principaux projets avec des coentreprises, et en divisant nos projets individuels en éléments gérables, nous nous préparons pour ce que nous estimons être une période de croissance à risque moindre, qui devrait durer jusqu'en 2020. Je tiens à souligner que notre plan décennal étaye solidement l'objectif stratégique de développement des sables pétrolifères de Suncor. La plupart de nos dépenses en

immobilisations de croissance au cours de cette période devraient être affectées à des projets liés aux sables pétrolifères. Nous estimons que d'ici 2020, plus de 80 % du pétrole que nous produirons proviendra de sables pétrolifères.

À titre de pionniers de l'exploitation des sables pétrolifères au Canada, nous entendons conserver notre place de chef de file pour ce qui est de la mise en valeur de l'une des plus importantes réserves de pétrole du monde.

Ce faisant, Suncor disposera aussi d'une marge de manœuvre incomparable pour produire et commercialiser cette ressource. Jusqu'en 2020, la production qui s'ajoutera proviendra d'une combinaison prudente de projets *in situ* et de projets miniers – ce qui nous assurera d'une diversification interne – les structures des dépenses en immobilisations et des charges opérationnelles de ces deux méthodes de récupération étant différentes, tout comme les percées technologiques éventuelles qui leur sont associées.

Notre modèle d'affaires intégré se distingue aussi par sa souplesse. Lorsque notre plan de croissance se réalisera, nous devrions compter sur les plus vastes installations de valorisation des sables pétrolifères du Canada, ce qui nous donnera le choix soit de valoriser nous-mêmes le produit, soit de l'envoyer directement sur le marché. En parallèle, nous continuerons à intégrer les produits extraits des sables pétrolifères aux activités de raffinage et de commercialisation de Suncor, qui constituent l'un des réseaux les plus rentables de ce genre en Amérique du Nord (selon le résultat par baril de la capacité de raffinage du pétrole). Cette stratégie nous aide à tirer parti de tous les aspects de la chaîne de valeur tout en amortissant l'impact des cycles des prix des marchandises et d'autres facteurs du marché que nous ne maîtrisons pas. En 2011, Suncor a ainsi obtenu des prix liés aux marchés mondiaux de pétrole brut, lequel s'est négocié à des primes par rapport au WTI pendant la majeure partie de l'exercice, sur plus de 90 % de sa production de pétrole brut en amont.

Hormis les sables pétrolifères, nous comptons accroître la production de pétrole classique de notre secteur Exploration et production, qui englobe nos activités sur la côte Est du Canada, nos activités à l'étranger et nos activités terrestres en Amérique du Nord. En 2011, ce secteur a produit 140 000 bep par jour qui ont été vendus à des prix plus élevés, basés sur le prix de référence Brent du pétrole brut extracôtier, ce qui a aussi contribué à nos flux de trésorerie record.

Lorsque Suncor et le reste de l'industrie des sables pétrolifères renoueront avec la croissance, ils pourraient avoir à faire face à une inflation contreproductive des coûts de la main-d'œuvre, des matières et des services. Nous travaillons à plusieurs niveaux pour contenir et gérer les coûts des éléments que nous pouvons maîtriser. En nous concentrant plus sur le coût et la qualité et moins sur les calendriers et en échelonnant soigneusement nos projets de croissance, nous prévoyons lisser quelque peu les fluctuations de la demande de main-d'œuvre, de matières et de services.

Grâce à nos années d'expérience et aux leçons tirées des projets antérieurs, nous avons élaboré un modèle qui nous permet de réaliser des projets de croissance de façon sécuritaire, fiable et sans dépassement de budget. Je le compare à un mécanisme qui aurait les cinq rouages suivants : avoir la discipline de se doter de procédés de premier ordre, achever les activités d'ingénierie et d'approvisionnement avant de mobiliser la construction, conserver aux périodes de pointe un effectif gérable sur tous les sites, attribuer des petits contrats à des sous-traitants ayant fait leurs preuves et, enfin, appliquer les leçons apprises à tous les projets.

Le fait est que des entreprises prospères comme Suncor n'ont pas à réinventer la roue chaque fois qu'elles lancent un nouveau projet. Elles doivent plutôt mettre l'accent sur la mise en œuvre et la discipline, de manière à ce que chacun des rouages fonctionne de façon à ce que cette roue tourne efficacement et régulièrement.

Elles doivent exercer la même vigilance à l'égard des activités existantes, qui génèrent les revenus qui rendent possible la croissance. C'est pourquoi, tout en mettant en œuvre notre plan de croissance, nous continuerons à mettre l'accent sur une performance sécuritaire, fiable, responsable sur le plan environnemental et efficace quant aux coûts dans tous nos secteurs d'activité.

Après un exercice financier exceptionnel comme celui de 2011, certaines entreprises pourraient être tentées d'accélérer leurs plans de croissance. Nous estimons que notre stratégie de croissance sur dix ans est suffisamment ambitieuse et que nous devons plutôt nous attacher à la grande qualité de l'exécution qui se traduit par une amélioration continue des résultats pour les actionnaires et pour l'ensemble des parties prenantes.

Nous comptons dorénavant financer nos activités de base et notre croissance principalement au moyen des produits des activités ordinaires générés en interne, continuer à maîtriser les coûts et gérer prudemment notre situation financière et, si le conseil d'administration donne son approbation, verser plus de trésorerie aux actionnaires sous forme de dividendes accrus ou d'autres programmes de rachat d'actions.

Développement durable

Tout en mettant en œuvre son plan de croissance stratégique, Suncor compte demeurer fidèle à sa vision du triple résultat. Cela veut dire que nous continuerons à gérer l'entreprise de façon à augmenter les retombées sociales et économiques, tout en nous efforçant de réduire l'incidence environnementale liée à la mise en valeur des ressources.

Suncor a très tôt été un chef de file proactif du développement durable. Nous avons été l'une des premières entreprises à adopter un plan d'action sur le changement climatique au milieu des années 1990 afin de mieux gérer nos émissions de gaz à effet de serre (GES). Nous avons investi dans la technologie, amélioré l'efficacité énergétique et réduit l'intensité des émissions de GES à nos installations de sables pétrolifères de plus de 50 % par rapport aux niveaux de 1990. Au cours des six dernières années, nous avons aussi réduit notre consommation totale d'eau douce de plus de 30 %; elle est à présent la plus faible depuis 1998, même si notre production a triplé durant cette période.

En 2011, le Carbon Disclosure Project (CDP) a distingué le dossier de communications transparentes sur les émissions de GES de Suncor, ainsi que l'importance que nous accordons continuellement à la gestion des émissions. Suncor s'est classée première au Canada 200 Carbon Disclosure Leadership Index du CDP et était l'une des trois premières sociétés énergétiques du FSTE Global Index Series (Global 500).

Nous continuons d'être à l'avant-garde de l'industrie par nos divers objectifs stratégiques, transparents et supérieurs aux normes en matière de performance environnementale. D'ici 2015, nous visons une réduction de la consommation d'eau douce de 12 %, une augmentation de la superficie des terrains perturbés remis en état de 100 %, un accroissement de l'efficacité énergétique de 10 % et une diminution des émissions atmosphériques de 10 %, le tout comparativement aux niveaux de 2007. Ces cibles d'amélioration sont des objectifs pour l'ensemble de l'entreprise et elles sont absolues, sauf pour l'efficacité énergétique, qui est fonction de l'intensité. L'atteinte de chacun de ces objectifs représente en soi un défi, en particulier pendant une période de croissance significative de la production.

La technologie demeurera essentielle pour réaliser ces objectifs. À Suncor, nous savons qu'investir dans les nouvelles technologies rapporte deux fois plus : elles nous permettent de réduire nos charges opérationnelles finales tout en allégeant notre empreinte environnementale. Notre nouveau procédé de gestion des résidus TROMC mis en œuvre depuis deux ans dans nos établissements miniers

de base du secteur Sables pétrolifères en est un des meilleurs exemples récents.

Suncor investit plus de 1,2 G\$ dans la construction d'une infrastructure en vue de mettre en œuvre le procédé TRO^{MC}, qui nous a déjà permis d'annuler les projets concernant cinq bassins de résidus supplémentaires. Nous prévoyons que dans les années à venir, ce procédé nous aidera à ramener de huit à un le nombre de bassins de résidus à notre mine principale et que nous pourrons ainsi remettre en état des mines complètes en un tiers du temps nécessaire aujourd'hui, ce qui entraînera un rétablissement plus rapide des habitats naturels.

Dans nos usines, et avec la collaboration de nos homologues dans l'industrie, nous continuons à étudier tous les moyens possibles d'exploiter les technologies afin

d'accroître la performance de notre secteur d'activité – depuis le moyen de rendre la récupération du pétrole *in situ* moins énergivore jusqu'aux procédés d'extraction à sec du pétrole des sables pétrolifères.

Cet engagement envers l'innovation et les idées audacieuses a toujours été le fondement du succès de Suncor, et je suis convaincu que c'est ce qui façonnera l'avenir de notre entreprise et de notre industrie.

Le président et chef de l'exploitation,



Steve Williams

NOTRE TABLEAU DE POINTAGE

Notre tableau de pointage doit être lu en parallèle avec le rapport de gestion et les états financiers consolidés audités et notes annexes de 2011 de Suncor. Les objectifs pour 2011 sont énoncés dans le rapport annuel de 2010 de Suncor.

2011 : Nos objectifs et les résultats que nous avons obtenus

Atteindre une production annuelle dans le secteur Sables pétrolifères de 280 000 à 310 000 barils par jour pour des charges opérationnelles décaissées moyennes de 39 \$ à 43 \$ le baril

- La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue de 7,5 % par rapport aux niveaux de 2010, pour s'établir en moyenne à 304 700 barils par jour, la Société ayant parachevé le plus vaste programme de travaux de maintenance de son histoire à ses installations de valorisation. Ces travaux, qui ont été achevés de façon sécuritaire et dans les délais, ont été suivis des deux meilleurs trimestres à ce jour pour ce qui est de la production du secteur Sables pétrolifères. Les charges opérationnelles décaissées moyennes réelles de 40,20 \$ le baril étaient conformes à cet objectif et tenaient compte des incidences de l'accroissement de la production de la phase 3 du projet Firebag, conformément aux prévisions.

Établir une division Exploration et production solide

- En 2011, les secteurs International et extracôtier et Gaz naturel ont été regroupés en un seul secteur, Exploration et production. La première année d'activité pour ce secteur a été mouvementée, marquée par l'interruption de l'exploitation en Libye et en Syrie en raison de l'agitation politique et par la faiblesse des cours du gaz naturel en Amérique du Nord. Malgré ces difficultés et d'autres contraintes exercées sur les volumes de production, le prix élevé du pétrole brut Brent (dont le cours est demeuré nettement supérieur à celui du WTI pendant la majeure partie de l'année) a permis au secteur Exploration et production de continuer à générer des flux de trésorerie intéressants et de terminer l'année en beauté.

Jeter des bases solides pour notre stratégie de croissance à long terme

- Suncor a créé un nouveau secteur d'activité, Coentreprises des Sables pétrolifères, afin de gérer et de mettre en valeur des actifs en partenariat avec des coentrepreneurs. En 2011, Coentreprises Sables pétrolifères a concentré ses activités sur la planification de la remise en service fructueuse de la mine Fort Hills et du projet d'usine de valorisation Voyageur, ainsi que sur l'acquisition de l'expertise organisationnelle et des ressources nécessaires pour gérer efficacement les nouvelles coentreprises.

Maintenir une situation financière saine

- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont accrus de presque 50 %, tandis que la Société a réduit sa dette nette d'environ 40 % en 2011 par rapport à 2010, faisant passer le ratio dette/nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 1,7:1 à 0,7:1.

Continuer à mettre l'accent sur l'excellence opérationnelle

- Suncor a poursuivi la mise en œuvre de son programme d'excellence opérationnelle à l'échelle de l'entreprise. Nous avons procédé avec succès à d'importants travaux de maintenance de plusieurs immobilisations dans l'entreprise et avons constaté des améliorations globales de la fiabilité des actifs exploités en 2011.

Poursuivre les efforts d'atténuation des conséquences sur l'environnement

- Suncor a continué de progresser vers l'atteinte des objectifs environnementaux qu'elle avait annoncés en 2008. La mise en œuvre du procédé TROM[®], qui permet une remise en état accélérée des terrains, et la réduction de la consommation d'eau témoignent des initiatives de Suncor pour réduire son empreinte environnementale. En outre, l'équipe d'excellence environnementale de Suncor s'appuie sur les renseignements rassemblés aux fins de la publication du rapport sur le développement durable pour établir des stratégies qui permettront de combler les écarts de performance.

2012 : Nos objectifs et la façon dont nous comptons les atteindre

Assurer l'amélioration continue des processus de l'ensemble des activités de Suncor en mettant l'accent sur la sécurité, l'environnement, la fiabilité et les employés.

- Tout en poursuivant la mise en œuvre de notre système de gestion de l'excellence opérationnelle, nous chercherons à accroître considérablement la performance, ce qui signifie notamment améliorer encore nos résultats en matière de sécurité et notre performance environnementale, enregistrer une production si situant entre 325 000 et 335 000 b/j dans le secteur Sables pétrolifères, favoriser un plus grand engagement de la part des employés et améliorer les résultats en matière de rétention du personnel. En optimisant continuellement notre modèle d'affaires intégrée, nous maximiserons la valeur de chaque baril de pétrole que nous produisons.

Contrôle strict des coûts dans notre secteur Sables pétrolifères.

- Suncor accorde une grande importance à la gestion des coûts associés à la production du secteur Sables pétrolifères. Par la mise en œuvre de nos initiatives d'amélioration de la fiabilité et de la productivité et par l'application de nouvelles technologies, nous visons une diminution de nos charges opérationnelles décaissées moyennes afin qu'elles se situent entre 37 \$ et 40 \$ le baril en 2012. Au cours des années à venir, notre objectif ultime est de maintenir les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères à 35 \$ le baril ou moins tout en absorbant l'incidence de l'inflation.

Accroître continuellement la production de Firebag

- Avec l'accroissement de la production de la phase 3 de Firebag et la mise en œuvre d'un programme efficace de forage intercalaire aux phases 1 et 2, la performance de Firebag continue à augmenter. Suncor cherchera à appliquer les leçons tirées de ces initiatives dans le cadre

de l'achèvement de la quatrième phase et de la préparation de son entrée en production de pétrole au début de 2013.

Suncor investit dans un portefeuille de projets technologiques *in situ* dans le but de réaliser des améliorations et des économies d'échelle de la production actuelle ainsi que de saisir des occasions futures.

Mise en œuvre impeccable de nos projets d'immobilisations.

Le budget de 2012 de Suncor comprend des dépenses en immobilisations de 7,5 G\$, dont plus de 3,6 G\$ seront affectés à des projets de croissance. Nous chercherons à augmenter le rendement du capital investi, par une approche disciplinée en ce qui concerne le contrôle de l'étendue des travaux, l'exécution sur le terrain, la gestion des coûts et le contrôle de la qualité. Lors de la mise en œuvre des projets de croissance, Suncor accordera la priorité aux résultats en matière de coûts et de qualité, plutôt qu'aux échéanciers. Nous dépenserons efficacement et de manière à assurer un rendement intéressant pour les actionnaires.

Capacité éprouvée à créer de la valeur grâce à des partenariats stratégiques.

- Le programme de croissance du secteur Sables pétrolifères de Suncor porte en grande partie sur des projets qui seront mis en œuvre en collaboration avec des partenaires d'affaires. Suncor a mis sur pied l'organisation Coentreprises des Sables pétrolifères, qui est chargée d'optimiser la valeur des projets réalisés en partenariat. Alors que la Société s'affaire à prendre des décisions de placement, elle se concentre sur l'exécution efficace des projets et sur une répartition rationnelle du capital afin de s'assurer que le rendement du capital investi correspondra aux objectifs.

Prévisions de la Société

Le tableau ci-dessous présente les résultats réels de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et les principales prévisions tirées des perspectives de Suncor pour l'exercice 2012 complet. Pour plus de détails sur les perspectives de Suncor pour l'exercice 2012 complet, se reporter au site web de la Société, à www.suncor.com/guidance-fr.

	Résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2011	Perspectives pour l'exercice 2012 complet au 1 ^{er} février 2012
Production totale de Suncor (bep/j)	546 000	530 000 - 580 000
Sables pétrolifères ¹⁾		
Production (b/j)	304 700	325 000 - 355 000
Ventes		
PBS	280 400	299 000 - 327 000
Diesel	9 %	10 %
Peu sulfureux	30 %	38 %
Sulfureux	61 %	52 %
Bitume	24 000	26 000 - 28 000
Prix obtenus pour les ventes prévues de pétrole brut	WTI à Cushing moins 5,35 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins de 4,00 \$ CA à 5,00 \$ CA le baril
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	40,20 \$ par baril	37 \$ à 40 \$ par baril
Syncrude		
Production (b/j)	34 600	36 000 - 38 000
Amérique du Nord (activités terrestres)		
Production (Mpi ³ e/j)	388	310 - 340
Gaz naturel	92 %	89 %
Pétrole brut et liquides	8 %	11 %
Côte Est du Canada		
Production (b/j)	65 600	50 000 - 55 000
Secteur international		
Production (bep/j)	76 400	67 000 - 75 000
Pétrole brut et liquides	82 %	99 %
Gaz naturel	18 %	1 %
Raffinage et commercialisation		
Ventes de produits raffinés (m ³ /j)	83 100	78 800 - 87 100
Essence	48 %	47 %
Distillats	36 %	38 %
Autres	16 %	15 %
Utilisation des raffineries ³⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	94 %	85 % - 94 %
Ouest de l'Amérique du Nord	91 %	92 % - 100 %
Pétrole brut traité (m ³ /j)		
Est de l'Amérique du Nord	32 000	30 000 - 33 100
Ouest de l'Amérique du Nord	32 800	34 200 - 37 000

- 1) Compte non tenu de la quote-part de Suncor au titre de la production et des charges opérationnelles de la coentreprise Syncrude.
- 2) Le montant estimatif des charges opérationnelles décaissées est calculé selon les hypothèses suivantes : i) volumes de production et composition des ventes comme ils sont présentés dans le tableau ci-dessus et ii) prix moyen du gaz naturel de 4,09 \$ le gigajoule à AECO. Les charges opérationnelles décaissées par baril sont une mesure financière hors PCGR, qui sont définies et font l'objet d'un rapprochement aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion. À compter de 2012, le calcul des charges opérationnelles décaissées est modifié pour mieux rendre compte des coûts de production décaissés. En conséquence, le coût du diluant acheté aux fins de l'acheminement du produit vers les marchés et les coûts sans incidence sur la trésorerie liés à l'augmentation du passif découlant de la constitution de provisions au titre du travail de démantèlement et de la remise en état ne sont plus inclus. Certaines charges décaissées liées à des programmes de sécurité qui étaient auparavant considérées comme des coûts autres que des coûts de production sont à présent incluses dans les charges opérationnelles décaissées. Le résultat présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 n'a pas été retraité pour tenir compte de la modification de ces définitions.
- 3) Les utilisations des raffineries sont basées sur les capacités de traitement du pétrole brut suivantes : Montréal – 137 000 barils par jour (130 000 barils par jour en 2011); Sarnia – 85 000 barils par jour; Edmonton – 135 000 barils par jour; et Commerce City – 98 000 barils par jour (93 000 barils par jour en 2011).

Pour le secteur Sables pétrolifères, Suncor prévoit une production moyenne se situant entre 325 000 et 355 000 barils par jour. Cette augmentation par rapport à la production de 2011 suppose que l'élargissement des activités *in situ* et les améliorations apportées aux installations minières de la Société accroîtront l'accessibilité du bitume. Suncor prévoit que sa quote-part de la production de Syncrude se situera entre 36 000 et 38 000 barils par jour, ce qui suppose une augmentation de la fiabilité au cours de l'exercice, compte tenu des efforts ciblés déployés par Syncrude.

Suncor prévoit qu'en 2012, la composante pétrole brut peu sulfureux (y compris le pétrole brut synthétique et le diesel) de la combinaison pétrole brut peu sulfureux/pétrole brut sulfureux représentera environ 48 % des ventes totales de pétrole brut synthétique, en supposant une amélioration de la fiabilité et de la disponibilité des installations de valorisation secondaires. La Société prévoit que les prix obtenus pour les ventes prévues de pétrole brut correspondront au prix du WTI moins 4,00 \$ à 5,00 \$ le baril, rendant compte principalement de l'amélioration de la composition des ventes de produits peu sulfureux et de produits sulfureux, en partie contrebalancée par la hausse des prix du PBS par rapport au WTI dont le prix devrait être inférieur à celui de 2011.

Suncor estime que les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se situeront dans une fourchette de 37 \$ à 40 \$ le baril, ce qui suppose une augmentation des coûts associés à l'extraction de bitume de moindre qualité et à l'exploitation de la phase 3 de

Firebag tandis que les volumes de production continuent à croître, en partie compensés par l'incidence d'une augmentation de la production globale du secteur Sables pétrolifères.

Pour les activités terrestres en Amérique du Nord, Suncor s'attend à une production moyenne se situant entre 310 et 340 Mpi³e par jour, en tenant compte de la baisse naturelle du rendement du gisement et de dépenses en immobilisations limitées dans les champs nouveaux et existants, la production de gaz naturel comptant pour 89 % de la production totale. La Société continue à évaluer les possibilités de se départir d'actifs non essentiels, mais la fourchette de production prévue ne laisse pas présager de cessions.

Pour le secteur Côte Est du Canada, Suncor prévoit une production moyenne de 50 000 à 55 000 barils par jour. D'importants travaux de maintenance planifiés sont prévus en 2012 pour les plateformes de Terra Nova et de White Rose et leurs navires de production, de stockage et de déchargement seront débranchés des puits de production et ramenés aux installations de maintenance côtières.

Pour le secteur International, Suncor prévoit une production moyenne de 67 000 à 75 000 bep/j, ce qui suppose une amélioration de la fiabilité des installations Buzzard, un démarrage de la production en Libye après reprise des activités et une production nulle en Syrie. La production de gaz naturel ne devrait représenter que 1 % de la production du secteur International, en supposant une production nulle en Syrie en 2012.

Dépenses en immobilisations ^{1),2)}

Perspectives pour l'exercice 2012 complet 1^{er} février 2012
(en millions de dollars)

	Total	Dépenses en immobilisations	
		Maintien	Croissance
Sables pétrolifères	5 085	2 885	2 200
<i>Activités de base des Sables pétrolifères</i>	1 780	1 555	225
<i>In Situ</i>	1 830	860	970
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	1 475	470	1 005
Exploration et production	1 400	255	1 145
Raffinage et commercialisation	600	590	10
Siège social	415	140	275
Total	7 500	3 870	3 630

1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts de 530 M\$ à 630 M\$ incorporés au coût de l'actif.

2) L'augmentation des dépenses en immobilisations tient compte d'investissements économiques qui se traduisent par :

- une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, ou l'investissement dans de nouvelles installations ou activités pour accroître la production globale;
- l'ajout de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production; ou
- l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent des investissements qui visent :
- à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées;
- à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité;
- à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production; ou
- à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation. Sont inclus dans la colonne « Maintien » un montant de 450 M\$ au titre des dépenses liées au procédé TROMC et à d'autres dépenses relativement à la remise en état dans le cadre des activités de base du secteur Sables pétrolifères et un montant de 165 M\$ pour les travaux de maintenance dans le secteur Exploration et production. Les dépenses en immobilisations attribuées au Siège social dans le tableau ci-dessus comprennent des dépenses liées aux secteurs Négociation de l'énergie et Énergie renouvelable, des dépenses pour améliorer l'efficacité des systèmes et des processus administratifs et un montant de 250 M\$ affecté à la croissance faisant partie d'une enveloppe discrétionnaire pouvant être affectée à de nouveaux projets des unités opérationnelles au cours de l'exercice, au gré de la direction.

Mises en garde

Les rubriques « Notre tableau de pointage » et « Prévisions de la Société pour 2012 » présentées ci-avant renferment de l'information de nature prospective qui fait intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés ci-dessous. Voir également la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion pour des informations complémentaires sur les autres risques et hypothèses sous-jacents aux présents énoncés prospectifs.

Les hypothèses posées pour établir les perspectives du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour l'exercice 2012 complet se rapportent notamment aux projets visant à améliorer la fiabilité et à accroître l'efficacité des activités, qui devraient nous permettre de réduire au minimum les travaux de maintenance non planifiés en 2012. Les hypothèses concernant les secteurs Amérique du Nord – activités terrestres, Côte Est du Canada et International pour les perspectives pour l'exercice 2012 complet comprennent le rendement du gisement, les résultats des forages, la fiabilité des installations et l'exécution sans heurt des travaux de maintenance planifiés. Les facteurs susceptibles d'influer sur les prévisions de Suncor pour l'exercice 2012 complet comprennent les suivants, sans en exclure d'autres :

- L'approvisionnement en bitume. Une diminution temporaire de la qualité du minerai qui devrait avoir une incidence sur les activités d'extraction jusqu'au début du quatrième trimestre de 2012, les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs *in situ*.
- Le rendement des installations nouvellement mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage de nouveaux équipements sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés. La production de pétrole brut peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères pourrait être tributaire de la réussite de la mise en service de l'usine Millennium Naphtha Unit.
- Les travaux de maintenance non planifiés. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires – mines, installations de production, usines de valorisation, raffineries, pipelines ou plateformes extracôtières.
- Les travaux de maintenance planifiés. La production prévue pourrait ne pas être atteinte si les travaux de maintenance planifiés, comme ceux actuellement prévus en 2012 pour les usines secondaires aux usines de valorisation 1 et 2, et les programmes de maintenance prolongée hors plateforme des navires de production, de stockage et de déchargement à Terra Nova et White Rose, sont touchés par des imprévus ou ne sont pas exécutés avec efficacité.
- Le prix des marchandises. Une baisse du prix des marchandises pourrait nous forcer à revoir à la baisse nos prévisions de production ou nos projets de dépenses en immobilisations.
- Les activités menées à l'étranger. Les activités que Suncor exerce à l'étranger ainsi que les actifs utilisés pour les besoins de ces activités sont exposés à plusieurs risques d'ordre politique, économique et socio-économique. La production de Suncor en Libye, qui a été redémarrée et qui, aux fins des perspectives pour l'exercice complet, continuera à atteindre certains niveaux de production en 2012, peut être restreinte par l'instabilité politique.

Suncor transforme le pétrole brut synthétique en produits pétroliers raffinés ayant une plus grande valeur.

Ces dernières années, Suncor a fait des investissements substantiels dans ses raffineries au Canada et aux États-Unis (Edmonton, Sarnia et Commerce City) en vue d'y traiter la production des sables pétrolifères. La Société a donc pu tirer parti de l'écart entre le prix du pétrole brut WTI et le prix du pétrole brut mondial, les prix des produits raffinés étant liés aux marchés mondiaux qui ont pour référence le prix du pétrole brut Brent.

Comment les actifs de Suncor sont-ils diversifiés?

En 2011, Suncor a généré des flux de trésorerie record provenant de ses activités opérationnelles, avantagée par sa base d'actifs diversifiée protégée des tendances à la volatilité des prix sur le marché. Même si les cours du WTI ont connu une décote considérable par rapport aux cours du Brent pendant la majeure partie de 2011, les prix obtenus par Suncor étaient liés aux marchés mondiaux de pétrole brut sur plus de 90 % de sa production de pétrole brut en amont.

Le fait que les raffineries de Suncor sont sur place offre une protection contre les variations du prix du WTI.

En 2011, environ 75 % de la production de pétrole brut en amont de Suncor provenait des sables pétrolifères. Même si les prix obtenus pour la vente de cette production reposaient en grande partie sur le prix du WTI, la capacité de raffinage sur place de Suncor, soit 313 000 barils par jour, a permis de profiter de marges additionnelles, et conséquemment de vendre aux prix des marchés mondiaux environ 90 % de cette production provenant des sables pétrolifères.

Les activités de Suncor sont diversifiées sur le plan géographique grâce aux installations extracôtières et à l'étranger dont la production de pétrole et de gaz est vendue sur des marchés où les prix sont plus élevés.

Le reste de la production de pétrole brut en amont du secteur Exploration et production de Suncor est pour l'essentiel vendu à des prix fondés directement sur le prix du pétrole brut Brent.

Comment la stratégie intégrée et diversifiée de Suncor est-elle positionnée pour l'avenir?

La stratégie de croissance à long terme de Suncor réalise l'équilibre entre les projets miniers, les projets in situ et les projets de valorisation.

La stratégie de croissance à long terme de Suncor prévoit d'importants projets miniers, *in situ* et de valorisation. Les projets miniers ont généralement plus d'envergure et exigent un investissement initial plus conséquent, mais les coefficients de récupération qui leur sont associés sont plus élevés et les dépenses en immobilisations de maintien par baril produit sont moindres. Ils conviennent bien, en

Suncor rejoint les consommateurs de carburants raffinés et de produits de spécialité grâce à son vaste réseau de commercialisation.

Les circuits de vente au détail, de vente en gros et de commercialisation des lubrifiants ont gonflé le résultat à la sortie de la raffinerie. Grâce à ses points de vente de marque Petro-Canada, Suncor conserve sa place de chef de file de la vente au détail au Canada.

La diversification de la production et des actifs de Suncor offre aussi une protection contre la variation des prix et de l'évolution des conditions du marché.

Pendant la majeure partie de 2011, le pétrole brut synthétique s'est aussi négocié à un prix plus élevé que le prix du WTI. Le modèle de valorisation souple de Suncor favorise l'optimisation des prix obtenus en permettant à la Société d'adapter le pétrole brut synthétique aux caractéristiques souhaitées par les clients de son secteur du raffinage, ou de gérer les contraintes internes ou externes, comme les perturbations du service de pipelines. Les prix avantageux obtenus pour la production en amont découlant des prix plus élevés du pétrole brut synthétique ont été contrebalancés en partie par la hausse des coûts des matières premières pour nos raffineries.

Bien que la baisse des prix du gaz naturel nord-américain en 2011 ait fait reculer les flux de trésorerie provenant de la production de gaz naturel dans l'Ouest du Canada, cette réduction a été plus que compensée par une diminution des charges opérationnelles au titre de la production de vapeur et d'énergie à nos installations d'extraction des sables pétrolifères et de raffinage.

outre, à l'approvisionnement régulier des installations de valorisation en grandes quantités de bitume.

La souplesse de la livraison de pétrole brut synthétique et de bitume non valorisé permet d'optimiser les prix obtenus pour la vente de notre production de pétrole liée aux sables pétrolifères grâce aux périodes de fluctuation des écarts entre les prix du pétrole léger et du pétrole lourd. L'offre de pétrole lourd provenant de sources classiques et de sables pétrolifères non valorisés en Alberta augmente, tandis que la demande devrait être touchée par la

prolongation et la modification possibles des réseaux de transport par pipeline et de raffinage en Amérique du Nord. Le secteur Négociation de l'énergie continuera à évaluer la possibilité de conclure d'autres conventions de transport par pipeline afin de soutenir les augmentations prévues de la capacité de production.

Suncor et l'industrie des sables pétrolifères étudient plusieurs initiatives logistiques pour approvisionner en pétrole brut provenant des sables pétrolifères les marchés de la côte américaine du golfe du Mexique, de la côte Ouest du Canada, de l'Ontario, du Québec et de la façade atlantique. Ces initiatives comprennent une participation dans un projet visant à inverser le sens d'écoulement de la canalisation 9 du pipeline d'Enbridge, qui achemine actuellement du pétrole brut de Montréal à Sarnia. Ce projet permettrait de transporter du pétrole brut provenant de sables pétrolifères vers Montréal et de rehausser la flexibilité et la compétitivité à long terme de la raffinerie de Montréal.

La stratégie de croissance à long terme de Suncor porte aussi sur des projets classiques.

La production de pétrole classique de Suncor devrait augmenter, en raison principalement du développement planifié de Golden Eagle, de l'usine d'extension d'Hibernia South et d'Hebron. Elle devrait représenter encore environ 20 % de la production estimée de pétrole brut de Suncor jusqu'en 2020.

SYSTÈME DE GESTION DE L'EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE DE SUNCOR

L'excellence opérationnelle est en voie de transformer Suncor et lui donne la possibilité de livrer concurrence à l'échelle mondiale. L'excellence opérationnelle suppose que la Société soit gérée selon des normes et des pratiques uniformes et que son amélioration soit continue. Suncor cherche à :

- être un chef de file en matière de sécurité et de développement durable;
- favoriser le niveau de performance le plus élevé;
- réaliser un équilibre entre performance et bas coûts;
- assurer la fiabilité de ses actifs, de ses systèmes et de ses employés;
- faire des choix éclairés qui peuvent être répétés dans d'autres secteurs de l'organisation;
- appliquer les mêmes normes partout dans l'entreprise.

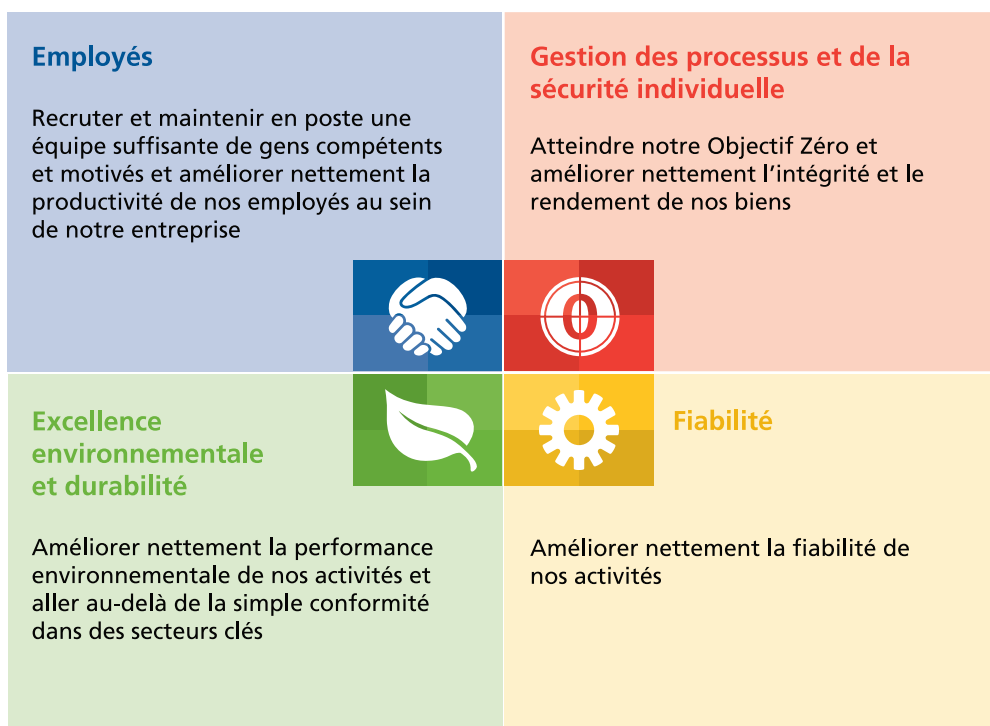
Suncor s'emploie à mettre en œuvre un nouveau système de gestion dans toute l'organisation, le système de gestion de l'excellence organisationnelle (SGEO). Ce système est un ensemble de normes, de pratiques et de procédures qui régit la Société et détermine la façon dont elle exerce ses activités pour atteindre ses objectifs.

Le SGEO vise principalement à :

- veiller à ce que toutes les exigences et les obligations prévues par les lois et règlements soient respectées;
- gérer et contrôler adéquatement les risques;
- instaurer une culture de l'amélioration de la performance opérationnelle et veiller à ce qu'elle soit mise en pratique.

Le SGEO relie toutes les normes, tous les systèmes et tous les processus nécessaires pour gérer le risque opérationnel, atténuer les retombées environnementales des activités de la Société et veiller à ce que les méthodes employées soient sécuritaires et fiables. Le SGEO a pour but primordial d'encadrer l'atteinte des objectifs d'excellence opérationnelle. Le programme de sécurité des processus de Suncor, instauré en 2009 pour accroître la sensibilisation aux dangers liés aux procédés, et le système de gestion des risques d'entreprise de Suncor sont tous deux harmonisés avec le SGEO.

Il faudra plusieurs années pour mettre en œuvre le SGEO dans toute l'entreprise et encore plus de temps pour profiter de tous ses avantages. L'une des premières étapes consiste à instaurer un processus d'auto-évaluation de base afin de passer en revue les systèmes, les normes, les processus et les procédures que chacune des unités organisationnelles utilise et de les évaluer par rapport aux critères du SGEO. Les auto-évaluations permettront à Suncor d'élaborer des plans pour combler les écarts et réaliser l'harmonisation avec le SGEO.



SOMMAIRE DES RÉSERVES ET DES RESSOURCES

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz¹⁾

Au 31 décembre 2011 (prix et coûts prévisionnels)	PBS		Bitume		Pétrole léger et moyen		Gaz naturel		LGN		Total	
	Brutes Mb	Nettes Mb	Brutes Mb	Nettes Mb	Brutes Mb	Nettes Mb	Brutes Gpi ³	Nettes Gpi ³	Brutes Mb	Nettes Mb	Brutes Mbep	Nettes Mbep
Prouvées	2 728	2 343	709	612	361	257	1 266	1 007	19	12	4 028	3 392
Probables	1 824	1 540	694	552	421	282	729	434	18	9	3 079	2 455
Prouvées et probables	4 552	3 883	1 403	1 164	782	539	1 995	1 441	37	21	7 107	5 847

Rapprochement des réserves prouvées brutes¹⁾²⁾

(prix et coûts prévisionnels)	PBS Mb	Bitume Mb	Pétrole léger et moyen Mb	Gaz naturel Gpi ³	LGN Mb	Total Mbep
31 décembre 2010	2 906	397	350	1 376	17	3 900
Extensions et récupération améliorée	94	87	5	5	—	187
Révisions techniques	(157)	234	42	156	6	150
Découvertes	—	—	25	1	—	25
Cessions	—	—	(16)	(60)	(1)	(27)
Facteurs économiques	—	—	—	(54)	—	(9)
Production	(115)	(9)	(45)	(158)	(3)	(198)
31 décembre 2011	2 728	709	361	1 266	19	4 028

Au 31 décembre 2011, les réserves brutes prouvées de Suncor ont augmenté d'environ 3 % par rapport au 31 décembre 2010 et d'environ 9 % après ajustement pour tenir compte de la production et des cessions de 2011. L'augmentation des réserves brutes prouvées a été principalement attribuable aux forages et aux nouvelles plateformes d'exploitation à Firebag et à MacKay River, au reclassement de ressources éventuelles dans les réserves prouvées pour Golden Eagle et à diverses révisions techniques.

Rapprochement des réserves brutes prouvées et probables¹⁾²⁾

(prix et coûts prévisionnels)	PBS Mb	Bitume Mb	Pétrole léger et moyen Mb	Gaz naturel Gpi ³	LGN Mb	Total Mb
31 décembre 2010	3 909	2 284	663	2 036	29	7 225
Extensions et récupération améliorée	—	—	150	16	—	152
Révisions techniques	758	(872)	1	278	12	(54)
Découvertes	—	—	38	3	—	38
Cessions	—	—	(25)	(92)	(1)	(41)
Facteurs économiques	—	—	—	(88)	—	(15)
Production	(115)	(9)	(45)	(158)	(3)	(198)
31 décembre 2011	4 552	1 403	782	1 995	37	7 107

Le total des réserves brutes prouvées et probables de Suncor au 31 décembre 2011 a fléchi d'environ 2 % par rapport au 31 décembre 2010. Après ajustement pour tenir compte de la production et des cessions en 2011, ainsi que des révisions techniques du fait du reclassement dans les réserves de PBS de certaines réserves de bitume *in situ* qui devraient être valorisées, le total brut des réserves prouvées et probables a augmenté d'environ 4 %. Le reste de l'augmentation du total des réserves brutes prouvées et probables est attribuable principalement au reclassement de ressources éventuelles en réserves prouvées et probables pour les exploitations Golden Eagle et Hebron ainsi qu'à diverses révisions techniques.

- 1) « Brute » désigne la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor à la production ou aux réserves avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor; « nette » désigne la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor à la production ou aux réserves après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de Suncor.
- 2) 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 réserves visées par les données indiquées à la ligne « Découvertes » s'ajoutent aux réserves dans les gisements à l'égard desquels aucune réserve n'avait été homologuée précédemment. Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures, à la hausse ou à la baisse, qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées. Les facteurs économiques désignent les changements attribuables à la fixation des prix des produits et d'autres facteurs.

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le résultat

Total des réserves prouvées et des réserves probables
(prix et coûts prévisionnels; en millions de dollars)

	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Sables pétrolifères — Exploitation minière	93 888	49 647	31 757	22 770	17 598
Sables pétrolifères — <i>In situ</i>	100 844	36 525	17 247	9 818	6 322
Côte Est du Canada	18 168	11 426	7 904	5 854	4 563
International	27 576	19 764	15 221	12 320	10 329
Amérique du Nord (activités terrestres)	4 608	2 940	2 126	1 654	1 349
Total au 31 décembre 2011	245 084	120 302	74 255	52 416	40 161
Total au 31 décembre 2010	244 614	118 368	71 500	49 558	37 438

Meilleure estimation des ressources éventuelles brutes

(prix et coûts prévisionnels)	PBS Mb	Bitume Mb	Pétrole léger et moyen Mb	Gaz naturel Gpi ³	LGN Mb	Total Mbep
Sables pétrolifères — Exploitation minière	4 582	2 156	—	—	—	6 738
Sables pétrolifères — <i>In situ</i>	6 432	6 020	—	—	—	12 452
Côte Est du Canada	—	—	247	2 203	—	614
International	—	—	526	281	1	574
Amérique du Nord (activités terrestres) ¹⁾	—	—	116	8 150	13	1 487
31 décembre 2011	11 014	8 176	889	10 634	14	21 865
31 décembre 2010	12 462	5 291	956	10 370	17	20 454

1) Les ressources éventuelles comprennent des champs pétrolifères extracôtiers situés au large des îles de l'Arctique et des États-Unis.

Les ressources éventuelles ont augmenté de 7 % pour atteindre 21 865 Mbep au 31 décembre 2011. L'augmentation des ressources éventuelles tient compte de la prolongation des baux de MacKay River et de Meadow Creek, de l'acquisition de baux supplémentaires dans la région d'Audet, de révisions techniques pour les actifs *in situ*, de la comptabilisation de zones secondaires potentielles à Hibernia et des volumes attribués aux découvertes dans les régions de Ballicatters, Butch et Wilson Creek. L'incidence nette des transactions conclues entre Suncor et Total E&P Canada Ltd., qui comprenaient l'acquisition d'une participation dans le projet minier de sables pétrolifères de Joslyn, la cession d'une partie de la participation de Suncor dans le projet minier de sables pétrolifères de Fort Hills et une modification d'hypothèse qui a donné lieu au reclassement du reste des ressources éventuelles de Fort Hills de PBS à bitume, a aussi accru les ressources éventuelles. Ces augmentations ont été compensées en partie par un transfert de ressources au total des réserves prouvées et probables pour Golden Eagle et Hebron, ainsi que par la cession d'actifs.

Mise en garde concernant les tableaux du sommaire des réserves et des ressources

Les données relatives aux réserves constituent un sommaire des réserves de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel de Suncor ainsi que de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs pour ces réserves, estimée au moyen de prix et coûts prévisionnels, et elles ont été préparées conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Pour de plus amples informations sur nos réserves et nos ressources, se reporter au relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz de la notice annuelle de Suncor datée du 1^{er} mars 2012 (la notice 2011), qui est intégré aux présentes par renvoi.

Les données relatives aux réserves reposent sur les évaluations effectuées par GLJ Petroleum Consultants Ltd (GLJ), Sproule Associates Limited et Sproule International Limited, évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de Suncor, qui ont toutes été réalisées en date du 31 décembre 2011.

Les données concernant les réserves de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel figurant dans le présent document sont des estimations uniquement. Rien ne garantit que les réserves estimées seront récupérées. Les estimations de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs ne représentent pas la juste valeur de marché des réserves. Rien ne garantit que les prix et les coûts prévisionnels se réaliseront et les écarts avec les prix et les coûts réels pourraient être significatifs. Les réserves du secteur International, qui comprend des activités en Libye et en Syrie, tiennent compte de quantités de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel qui seront produites dans le cadre de contrats de partage de production en vertu desquels les risques et les avantages des activités d'amont sont transférés à la Société, mais pas le titre de propriété de la production.

Les ressources éventuelles sont les quantités de pétrole estimatives qui seront éventuellement récupérables à partir de gisements connus à l'aide d'une technologie établie ou d'une technologie en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme étant récupérables sur le plan commercial par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Il n'est pas certain qu'il sera viable sur le plan commercial de produire les ressources éventuelles. La meilleure estimation est considérée comme la meilleure estimation de la quantité qui sera effectivement récupérée. Il est également vraisemblable que les quantités effectivement restantes et récupérées seront supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est généralement préparée indépendamment des risques liés à l'atteinte d'une production commerciale. GLJ a effectué une évaluation indépendante de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles pour tous les biens miniers de Suncor et pour les actifs *in situ* de Suncor pour lesquels GLJ a évalué les réserves (Firebag et MacKay River). Pour les autres actifs *in situ*, GLJ a vérifié l'évaluation qu'a faite Suncor de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles. La meilleure estimation des ressources éventuelles pour les biens classiques a été préparée par les propres évaluateurs de réserves qualifiés de Suncor conformément au *Canadian Oil and Gas Evaluators Handbook* (le « manuel COGE »). Toutes les estimations ont été effectuées en date du 31 décembre 2011. Pour de plus amples renseignements sur les ressources éventuelles de la Société, notamment sur les éventualités qui empêchent la classification des ressources éventuelles en réserves, se reporter au relevé des données relatives aux réserves et autres informations concernant le pétrole et le gaz de la notice annuelle 2011.

RAPPORT DE GESTION

Le 23 février 2012

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et aux notes annexes. Les documents additionnels déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 1^{er} mars 2012 (la « notice annuelle de 2011 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à www.sedar.com, à www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc., à ses filiales, à ses partenariats et à ses participations dans des coentreprises, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

Table des matières

1. Mises en garde	22
2. Faits saillants de 2011	25
3. Aperçu de Suncor	28
4. Information financière consolidée	30
5. Résultats sectoriels et analyse	38
6. Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2011	55
7. Données financières trimestrielles	58
8. Mise à jour des dépenses en immobilisations	60
9. Situation financière et situation de trésorerie	64
10. Méthodes comptables et estimations comptables critiques	69
11. Facteurs de risque	76
12. Autres éléments	85
13. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	86
14. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	91

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Ces normes sont conformes au cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). En date du 1^{er} janvier 2011, la Société a adopté les IFRS pour l'établissement de ses états financiers consolidés audités et a appliqué les exigences d'IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière ». Auparavant, la Société établissait ses états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada en vigueur avant le 1^{er} janvier 2011 (le « référentiel comptable antérieur »). Les chiffres comparatifs qui figurent dans le présent rapport de gestion relativement aux résultats de 2010 de Suncor ont été retraités pour les rendre conformes aux IFRS. L'incidence de la transition aux IFRS sur les états financiers

de la Société présentés antérieurement pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 ainsi que sur l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 sont présentés dans les notes des états financiers consolidés audités.

Les chiffres comparatifs présentés dans le présent rapport de gestion au titre du résultat et des flux de trésorerie de Suncor pour 2009 ont été établis selon le référentiel comptable antérieur, et ni IFRS 1 ni les Autorités canadiennes en valeurs mobilières n'exigent que ces chiffres soient retraités pour les rendre conformes aux IFRS. Les lecteurs sont avisés que les résultats de 2009 peuvent ne pas être directement comparables aux résultats de 2010 et de 2011, et ils sont invités à lire la note des états financiers consolidés audités portant sur la première application des IFRS.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certains montants des

exercices antérieurs ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré. Les volumes de production sont présentés avant redevances en

fonction de la participation directe, sauf indication contraire.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi (le « RCI ») et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du résultat opérationnel, défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec le résultat net établi selon les PCGR sont présentés aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, le RCI et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères sont décrits et font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du

présent rapport de gestion. La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 afin de rendre compte de la transition aux IFRS, et elle a retraité le résultat opérationnel des exercices 2007 à 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel apportés au cours de périodes précédentes.

Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elles sont fournies, car ce sont des informations utilisées par la direction pour analyser le rendement opérationnel, le niveau d'endettement et la liquidité. Elles ne doivent toutefois pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR.

Abréviations courantes

Une liste des abréviations utilisées dans le présent rapport de gestion est présentée ci-après :

Unités de mesure

b	barils
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
m ³	mètres cubes
m ³ /j	mètres cubes par jour
MW	mégawatts

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
\$ US	Dollars américains
£	Livres sterling
€	Euros

Secteurs financier et des affaires

WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select

Autres mises en garde

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces énoncés sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les

facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

Le 1^{er} août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada, appelée la « fusion » dans le présent rapport de gestion. Les montants qui figurent dans le présent rapport de gestion pour 2009 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1^{er} août 2009 pris

collectivement avec les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009, à moins d'indication contraire.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^3 ou en Mpi^3e de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^3 , Mpi^3e , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio

de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeuse.

2. FAITS SAILLANTS DE 2011

• Résultats record en ce qui a trait au résultat opérationnel et aux flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles.

- Le résultat net s'est établi à 4,304 G\$ pour 2011, en comparaison de 3,829 G\$ pour 2010.
- Le résultat opérationnel¹⁾ a atteint le chiffre record de 5,674 G\$ en 2011, en comparaison de 2,634 G\$ en 2010.
- Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles¹⁾ ont atteint un sommet de 9,746 G\$ en 2011, contre 6,656 G\$ en 2010.

Ces résultats financiers record s'expliquent principalement par l'augmentation des prix moyens obtenus en amont et des marges de raffinage en aval, ainsi que par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères.

- Le RCI¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est élevé à 13,8 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011, en comparaison de 11,4 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2010. Le RCI n'a jamais été aussi élevé depuis la fusion avec Petro-Canada, et il continue de s'améliorer.

• Situation financière saine

La Société affiche une situation financière saine : elle a réduit sa dette nette grâce aux importants flux de trésorerie qui ont découlé de son modèle d'affaires intégré et au produit que lui ont rapporté ses cessions d'actifs.

- La dette nette s'établissait à 7,0 G\$ au 31 décembre 2011, en baisse par rapport à celle de 11,3 G\$ inscrite au 31 décembre 2010.
- La trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 3,8 G\$ au 31 décembre 2011, en hausse par rapport au chiffre de 1,1 G\$ inscrit au 31 décembre 2010.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont été supérieurs de 2,9 G\$ au total des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration (y compris les intérêts incorporés). Les soldes de trésorerie de Suncor, ajoutés au produit tiré des transactions conclues avec Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») et des autres cessions d'actifs, se sont accrus considérablement en 2011. Suncor a maintenu sa solide position de trésorerie tout au long de 2011, et ce, en dépit de l'augmentation de ses dépenses en immobilisations, des versements sur sa dette, des

rachats effectués dans le cadre de son programme de rachat d'actions et de la majoration de son dividende.

En 2011 :

- La Société a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 6,850 G\$, en comparaison de 6,010 G\$ en 2010.
- La Société a remboursé une tranche de 500 M\$ de sa dette à long terme et une tranche de plus de 1,2 G\$ de sa dette à court terme.
- La Société a racheté 17,1 millions d'actions et a remis 500 M\$ aux actionnaires.
- Au deuxième trimestre de 2011, la Société a augmenté de 10 % son dividende trimestriel pour l'établir à 0,11 \$ par action ordinaire.

• Changement au sein de la direction – Départ à la retraite du chef de la direction de Suncor après de nombreuses années de service.

Au début de décembre, le chef de la direction de Suncor, Rick George, a annoncé son intention de prendre sa retraite, après avoir passé plus de 20 ans à la barre de la Société. Steve Williams, chef de l'exploitation de Suncor, a été nommé président et membre du conseil d'administration de la Société, et il remplira le rôle de chef de la direction après le départ à la retraite de M. George, en mai 2012.

• Production record du secteur Sables pétrolifères grâce à une fiabilité accrue rehaussée par l'excellence opérationnelle.

La production du secteur Sables pétrolifères a atteint le niveau moyen record de 304 700 b/j en 2011. Cette production rend compte de la fiabilité accrue de l'exploitation et de l'accroissement des charges d'alimentation en bitume qui a résulté des activités d'extraction et des activités in situ. En décembre, la production du secteur Sables pétrolifères s'est établie en moyenne à 345 000 b/j, ce qui représente un nouveau sommet pour ce secteur. Les résultats de production de 2011 tiennent compte de l'incidence du plus vaste programme de maintenance planifiée jamais entrepris par la Société, lequel a été mené à bien de manière sécuritaire et dans les délais prévus.

• Production *in situ* atteignant 111 000 b/j à la fin de l'exercice

Grâce à l'accroissement de la production tirée de la première plateforme d'exploitation de la troisième phase

d'agrandissement de Firebag et à la mise en service de nouveaux puits intercalaires aux plateformes de puits existantes au cours du deuxième semestre de 2011, la production de bitume in situ a passé le cap des 100 000 b/j vers la fin d'octobre, pour atteindre environ 111 000 b/j à la fin de 2011.

La production de bitume tirée de la troisième phase d'agrandissement de Firebag devrait augmenter encore en 2012.

- **Avancement des grands projets de croissance**

Les travaux de construction liés à la troisième phase d'agrandissement de Firebag sont maintenant achevés, tandis que les travaux de construction liés à la quatrième phase d'agrandissement de ce projet sont déjà bien amorcés. La Société prévoit produire les premiers barils provenant de cette quatrième phase vers la fin du premier trimestre de 2013.

La Société a commencé à extraire du minerai dans le prolongement nord de la mine de Steepbank (projet NSE) vers la fin du mois de décembre. L'unité d'hydrogène du projet Millenium Naphta Unit (« MNU ») a commencé à produire de l'hydrogène en décembre, juste avant d'être mise hors service pour des modifications mineures avant la poursuite de sa mise en service. L'unité d'hydrotraitement du projet MNU devrait être mise en service en 2012.

- **Transaction avec Total E&P et création du secteur Coentreprises des Sables pétroliers**

Après avoir obtenu les approbations nécessaires des organismes de réglementation, Suncor et Total E&P ont conclu, au cours du premier trimestre de 2011, les transactions qu'elles avaient annoncées en décembre 2010. Ainsi, Suncor a vendu à Total E&P, en contrepartie d'un produit net de 1,820 G\$ et d'une participation de 36,75 % dans le projet d'exploitation de sables pétroliers Joslyn, une participation de 49 % dans l'usine de valorisation Voyageur et une participation de 19,2 % dans le projet d'exploitation de sables pétroliers Fort Hills.

En vue d'assurer la gestion et le développement de ces nouveaux actifs détenus conjointement, Suncor a créé un nouveau secteur : Coentreprises des Sables pétroliers. En 2011, ce secteur s'est concentré sur le redémarrage ordonné des projets Fort Hills et Voyageur, ainsi que sur la mise sur pied de la structure organisationnelle et de l'équipe de direction nécessaires à la gestion efficace de ces projets et des participations de Suncor dans Syncrude et le projet Joslyn.

- **Vigueur soutenue des activités de raffinage grâce au modèle d'affaires intégré de Suncor**

En 2011, le secteur Raffinage et commercialisation a contribué à hauteur de plus de 2,5 G\$ aux flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles. Les marges de raffinage en Amérique du Nord sont demeurées élevées durant la majeure partie de l'exercice, particulièrement pour les raffineries du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), comme celles d'Edmonton, de Sarnia et de Commerce City, grâce à l'élargissement de l'escompte auquel s'est négocié le brut WTI par rapport au brut Brent. Malgré les importants travaux de maintenance planifiés qui ont été menés en 2011 à chacune des raffineries du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), le taux d'utilisation de l'ensemble des raffineries s'est établi à 92 % en moyenne pour 2011, ce qui témoigne des efforts déployés par la Société pour assurer la fiabilité de ses installations.

- **Agitation en Libye et en Syrie**

La production en Libye, de même que toutes les activités d'exploitation et de prospection menées par la Société dans ce pays, ont été interrompues durant la majeure partie de l'exercice en raison d'une forte agitation politique. Vu la situation, des sanctions internationales ont été imposées à la Libye et Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles. La transition vers un nouveau gouvernement libyen survenue plus tard en 2011 a entraîné la levée de certaines sanctions qui avaient une incidence sur les activités de Suncor dans ce pays. Vers la fin de 2011 et au début de 2012, l'exploitant de la coentreprise de la Société en Libye a redémarré la production à tous les principaux champs. Suncor a confiance que les activités en Libye reprendront graduellement, pour retrouver éventuellement leur niveau d'avant la crise politique.

En Syrie, alors que l'agitation fomentait toujours, d'autres sanctions ont été imposées, si bien que Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a interrompu ses activités dans ce pays. La Société a cessé d'inscrire toute production et tout revenu provenant de ses actifs situés en Syrie, et elle continue de se conformer à toutes les sanctions applicables.

- **Diminution des cessions d'actifs non essentiels**

Au cours de l'exercice, la Société a procédé à des cessions d'actifs non essentiels situés dans la partie britannique de la mer du Nord et dans l'Ouest canadien, lesquelles lui ont rapporté un produit net total de

304 M\$. Vu les conditions de marché plus difficiles auxquelles était confronté le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) au cours de l'exercice, les occasions de conclure de nouvelles ventes d'actifs de gaz naturel à des conditions répondant aux objectifs financiers de la Société se sont faites plus rares.

- **Investissements continus dans les actifs liés à l'énergie renouvelable**

Suncor a achevé l'agrandissement de son usine d'éthanol de l'Ontario, ce qui a permis d'en doubler la capacité de production annuelle pour la porter à 400 millions de litres, et d'en faire la plus importante installation de production de biocarburant au Canada. Suncor a également mis en service deux nouveaux projets de production d'énergie éolienne, à savoir le projet de Wintering Hills dans le sud de l'Alberta, dont la capacité s'élève à 88-MW, et le projet de Kent Breeze dans le sud-ouest de l'Ontario, dont la capacité se chiffre à 20-MW.

- **Achèvement du projet d'intégration des systèmes d'information**

La Société a terminé l'intégration des actifs acquis dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada dans une plateforme de gestion commune.

- **Optimisation des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères grâce aux stratégies mises en œuvre par le secteur Négociation de l'énergie**

Le segment Négociation de l'énergie de Suncor a largement contribué aux flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles en 2011. Ce secteur soutient la production du secteur Sables pétrolifères en optimisant les prix obtenus et en assurant la gestion des stocks. Au cours des dernières années, le segment Négociation de l'énergie a conclu des ententes à l'égard de l'infrastructure des activités médianes, notamment en ce qui a trait au transport par pipeline et à la capacité de stockage. Grâce à ces ententes, Suncor peut optimiser non seulement la livraison de sa production actuelle, mais aussi la livraison de la production future qui résultera de ses projets de croissance.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

3. APERÇU DE SUNCOR

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. 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 le nord-est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ*, puis à valoriser la majeure partie du bitume ainsi produit en le transformant en charges d'alimentation de raffineries, en combustible diesel et en sous-produits. 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* 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 aux mines Millennium et Steepbank (y compris le projet NSE), 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, y compris les actifs liés à la technique 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 et les unités de cogénération. La majeure partie de la production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base; toutefois, le plan de commercialisation de la Société prévoit la vente de bitume lorsque les conditions de commercialisation s'y prêtent ou que le contexte opérationnel des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base le requiert.
 - Le secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprend la participation de la Société dans des projets de croissance d'envergure, dont deux projets pour lesquels Suncor agit à titre d'exploitant, à savoir le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills (40,8 %) et le projet de l'usine de valorisation Voyageur (51 %), et un projet pour lequel Total E&P agit à titre d'exploitant, à savoir le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn (36,75 %). Ce secteur comprend également la participation de 12 % de la Société dans

la coentreprise Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères.

EXPLORATION ET PRODUCTION

En janvier 2011, Suncor a intégré ses secteurs International et extracôtier et Gaz naturel à son secteur Exploration et production, qui 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 une participation de 26,69 % dans la mise en valeur de la zone Golden Eagle (« Golden Eagle »), projets qui sont tous deux exploités par une autre société, dans la portion britannique de la mer du Nord. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres licences d'exploitation dans la mer du Nord, au large du Royaume-Uni et de la Norvège. En Syrie, la Société 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 Libye, elle détient, en vertu de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), qui sont une forme de CPP, une participation directe dans l'exploration et la mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte.
- En raison de l'agitation politique qui a récemment secoué la Libye et la Syrie, la Société a dû déclarer un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles dans ces deux pays. Les activités en Libye viennent tout juste de redémarrer, tandis que les activités en Syrie ont été interrompues indéfiniment.
- Le secteur **Amérique du Nord (activités terrestres)** comprend les diverses participations de Suncor dans plusieurs actifs situés dans l'Ouest canadien qui produisent principalement du gaz naturel.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend deux activités clés :

- 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 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-services 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 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, ainsi que l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Le segment **Négociation de l'énergie** consiste principalement en des activités de commercialisation et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel et les produits et sous-produits pétroliers raffinés, et en l'utilisation de l'infrastructure médiane et de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.
- Le segment **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 charges d'alimentation par le secteur Sables pétrolifères et le secteur Exploration et production au secteur Raffinage et commercialisation, la vente de carburant et de lubrifiant par le secteur Raffinage et commercialisation au secteur Sables pétrolifères, la vente d'éthanol par le secteur Énergie renouvelable au secteur Raffinage et commercialisation, 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.

4. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2011	2010	2009
Résultat net	4 304	3 829	1 146
par action ordinaire – de base	2,74	2,45	0,96
par action ordinaire – dilué	2,67	2,43	0,95
Résultat opérationnel²⁾	5 674	2 634	1 115
par action ordinaire – de base	3,61	1,69	0,93
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles²⁾	9 746	6 656	2 799
par action ordinaire – de base	6,20	4,25	2,34
Dividendes versés sur les actions ordinaires	664	611	401
par action ordinaire	0,43	0,40	0,30
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	39 337	32 003	17 459
État de la situation financière			
Total de l'actif	74 777	68 607	69 746
Dette à long terme (y compris la tranche courante)	10 016	10 347	13 880
Dette nette	6 976	11 254	13 377

Faits saillants sectoriels¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Résultat net			
Sables pétrolifères	2 603	1 520	557
Exploration et production	306	1 938	78
Raffinage et commercialisation	1 726	819	407
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(331)	(448)	104
Total	4 304	3 829	1 146
Résultat opérationnel²⁾			
Sables pétrolifères	2 737	1 379	1 048
Exploration et production	1 358	1 193	150
Raffinage et commercialisation	1 726	796	455
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(147)	(734)	(538)
Total	5 674	2 634	1 115
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles²⁾			
Sables pétrolifères	4 572	2 777	1 251
Exploration et production	2 846	3 325	1 280
Raffinage et commercialisation	2 574	1 538	921
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(246)	(984)	(653)
Total	9 746	6 656	2 799

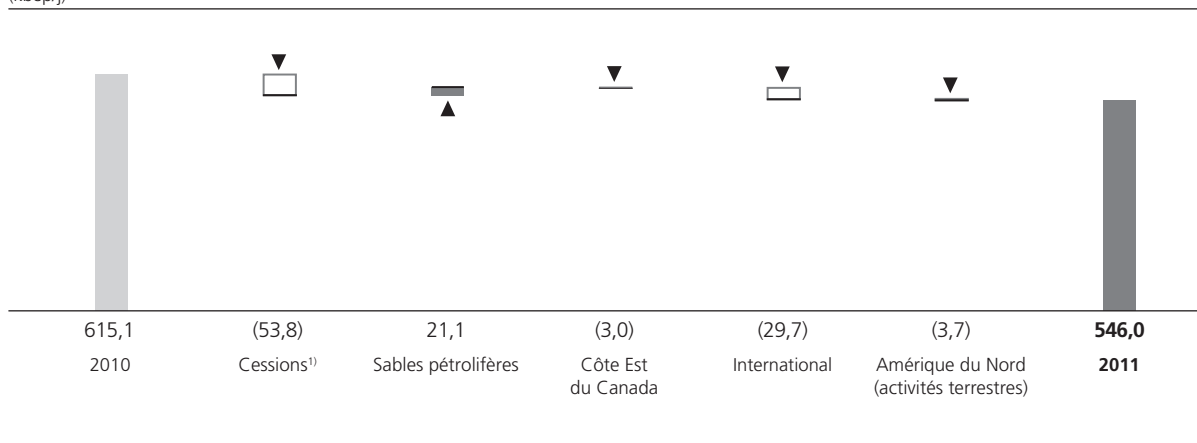
- 1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté plus loin dans la présente rubrique, sous « Rapprochement du résultat opérationnel consolidé ». La Société a retraité son résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et son résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de l'exercice précédent. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Faits saillants opérationnels

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Volumes de production (kbep/j)			
Sables pétrolifères	339,3	318,2	306,7
Exploration et production	206,7	296,9	149,3
	546,0	615,1	456,0
Prix moyens réalisés			
Sables pétrolifères (\$/baril)	90,07	70,85	62,53
Exploration et production (\$/bep)	80,62	59,47	57,44
	86,49	65,32	47,47
Volumes de ventes de produits raffinés (en milliers de m ³ /j)			
Est de l'Amérique du Nord	43,5	45,3	27,7
Ouest de l'Amérique du Nord	39,6	42,0	27,2
	83,1	87,3	54,9

Variation des volumes de production

(kbep/j)



1) Le volume présenté relativement aux cessions représente une comparaison de la production de 2011 annualisée et de la production totale de 2010 pour les actifs cédés. Les autres données relatives à la variation des volumes de production tiennent compte de tous les autres facteurs influant sur les volumes de production.

La diminution des volumes de production en 2011 par rapport à 2010 s'explique principalement par les cessions d'actifs réalisées en 2010 et en 2011. Suncor s'est départie d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans l'Ouest canadien et dans les Rocheuses américaines, qui avaient rapporté en 2010 une production supplémentaire d'environ 27,4 kbep/j (soit 23,8 kbep/j provenant d'actifs vendus en 2010 et 3,6 kbep/j provenant d'actifs vendus en 2011). Elle s'est également départie d'actifs non essentiels situés dans la mer du Nord, qui avaient rapporté une production supplémentaire de 19,7 kbep/j en 2010, et d'actifs situés à Trinité-et-Tobago, qui avaient été à la source d'une production de 6,7 kbep/j en 2010.

La hausse de la production enregistrée par le secteur Sables pétrolifères est quant à elle principalement attribuable à l'accroissement du volume de production provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ainsi qu'à l'incidence défavorable

qu'avaient eue les deux incendies survenus à des usines de valorisation au premier semestre de 2010. La production de Syncrude a légèrement fléchi par rapport à 2010, en raison principalement de problèmes opérationnels survenus vers la fin de 2011.

Hormis l'incidence qu'ont eue les cessions d'actifs réalisées par le secteur Exploration et production, la diminution de la production du secteur International est attribuable essentiellement à l'arrêt de la production en Libye, qui a été interrompue durant la majeure partie de l'exercice en raison de l'agitation politique dans ce pays, et aux arrêts de production à Buzzard, qui étaient nécessaires pour permettre la réparation du système de refroidissement et l'achèvement et la mise en service de la quatrième plateforme. Cette diminution de la production du secteur International a été partiellement compensée par l'augmentation de la production en Syrie par rapport à l'exercice précédent, la production dans ce pays ayant démarré en avril 2010 seulement. La diminution de la

production provenant de la Côte Est du Canada s'explique principalement par la fermeture partielle de certains puits à Terra Nova en raison de la présence de sulfure d'hydrogène (H₂S). Quant à la diminution de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), elle tient principalement à la déplétion naturelle des gisements.

Résultat net

Le résultat net de Suncor pour 2011 s'est établi à 4,304 G\$, contre 3,829 G\$ en 2010. Le résultat net a varié en raison surtout des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel et qui sont décrits plus loin dans la présente rubrique, sous « Résultat opérationnel ». D'autres facteurs ont contribué à la variation du résultat net de 2011 par rapport à celui de 2010, notamment ceux décrits ci-après.

Ajustements du résultat opérationnel

- La Société a comptabilisé en 2011 une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US de 161 M\$, en comparaison d'un profit de 372 M\$ en 2010. Le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien a diminué en 2011, passant de 1,01 à 0,98, tandis qu'il avait augmenté en 2010, passant de 0,96 à 1,01.
- En 2011, la Société a comptabilisé une perte de valeur d'un montant net de 503 M\$ (perte de valeur initiale de 514 M\$, diminuée de reprises subséquentes de pertes de valeur totalisant 11 M\$) à l'égard d'actifs liés à ses activités en Libye dont l'exploitation a cessé en raison de l'agitation politique dans ce pays. La Société a également comptabilisé une perte de valeur après impôt de 68 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), en raison d'une baisse des prix du gaz naturel et de sorties après impôt de 58 M\$ comptabilisées à l'égard de stocks de pétrole brut par suite d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers.

En 2010, la Société avait comptabilisé une sortie après impôt de 143 M\$ se rapportant principalement à du matériel utilisé dans le cadre d'un nouveau processus d'exploitation et d'extraction qui a finalement été abandonné, une perte de valeur après impôt de 111 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en raison principalement de la diminution des prix du gaz naturel, ainsi qu'une perte de valeur après impôt de 52 M\$ se rapportant à des actifs non essentiels au Royaume-Uni qui ont finalement été vendus plus tard en 2010 et en 2011.

- Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a annoncé une hausse du taux d'imposition des profits pétroliers et gaziers provenant

d'activités menées dans la mer du Nord. Par suite de cette hausse, le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au résultat de Suncor au Royaume-Uni est passé de 50 % à 59,3 % en 2011, et il passera à 62 % pour les exercices subséquents. Par conséquent, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une augmentation de la charge d'impôt différé de 442 M\$.

- En 2011, la Société a vendu certains actifs, ce qui a donné lieu à une perte après impôt de 107 M\$, composée d'une perte de 99 M\$ découlant de la cession partielle des participations dans le projet d'usine de concentration Voyageur et le projet Fort Hills et d'une perte de 8 M\$ découlant de la vente d'actifs non essentiels du secteur Exploration et production.

En 2010, la Société a vendu plusieurs actifs non essentiels du secteur Exploration et production (tel qu'il est décrit plus en détail sous les rubriques « Résultats sectoriels et analyse – Exploration et production » du présent rapport de gestion) et a réalisé un profit après impôt de 826 M\$ découlant de ces cessions.

- En 2011, Suncor a comptabilisé dans les résultats de son secteur Exploration et production une provision après impôt de 31 M\$ au titre d'un différend concernant le versement de redevances ayant trait plus particulièrement à la déductibilité de certains coûts durant une période déterminée précédant la fusion avec Petro-Canada.

En 2010, Suncor avait comptabilisé une charge après impôt de 68 M\$ au titre de plusieurs autres sorties et de provisions liées aux actifs acquis dans le cadre de la fusion.

- En 2010, le secteur Sables pétrolifères avait comptabilisé un profit après impôt de 233 M\$ lié à la variation de la juste valeur de certains instruments dérivés sur marchandises, déduction faite des montants réalisés. La Société avait conclu ces instruments dérivés sur marchandises au cours d'exercices précédents dans le but de gérer la volatilité des prix de vente de sa production.
- En 2010, Suncor avait comptabilisé un profit après impôt de 166 M\$ lié à une modification de son pourcentage de participation directe dans le champ pétrolifère Terra Nova résultant d'une entente conclue par les copropriétaires à la suite d'un examen technique de leur apport dans la coentreprise.
- En 2010, Suncor avait comptabilisé un recouvrement de redevances lié à la modification, par le gouvernement de l'Alberta, du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2010.

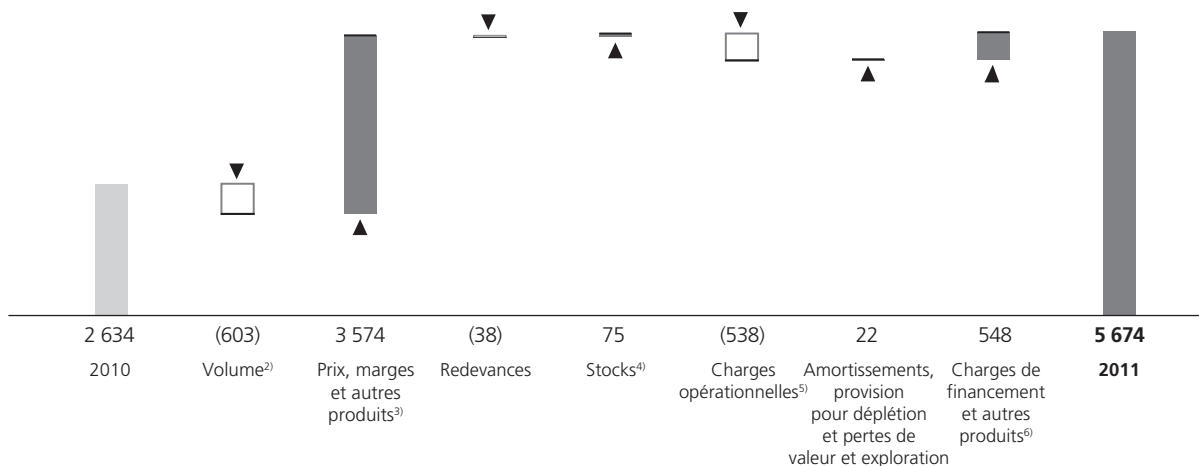
Rapprochement du résultat opérationnel consolidé^{1),2), 3)}

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Résultat net présenté	4 304	3 829	1 146
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	161	(372)	(798)
Pertes de valeur et sorties	629	306	42
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	442	—	4
Perte (profit) sur cessions importantes	107	(826)	39
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion ⁴⁾	31	68	97
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés ⁵⁾	—	(233)	499
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova	—	(166)	24
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume	—	(51)	50
Frais de fusion et d'intégration	—	79	151
Profit lié au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada ⁶⁾	—	—	(438)
Frais liés au report de projets de croissance ⁷⁾	—	—	299
Résultat opérationnel	5 674	2 634	1 115

- 1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- 2) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 3) La Société a retraité son résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et son résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 4) Ajustements apportés en 2011 au titre d'un différend concernant le versement de redevances durant une période déterminée précédant la fusion. Ajustements apportés en 2010 au titre d'engagements relatifs au transport par pipeline que la Société a jugés défavorables en raison de la cession de certains actifs non essentiels du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), de la sortie de certains biens non prouvés du secteur Exploration et production, de changements apportés à la provision relativement à l'abandon du projet d'unité de cokéfaction de la raffinerie de Montréal, d'un forage improductif en Libye et d'autres estimations des coûts associés aux CEPP en Libye. Les ajustements apportés en 2009 tiennent compte de l'incidence défavorable relative aux stocks acquis à la juste valeur.
- 5) Les ajustements représentent les variations de la juste valeur des dérivés importants sur le pétrole brut utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des profits et des pertes réalisés dont la comptabilisation a lieu au moment du règlement final de ces dérivés. La Société détient aussi des dérivés moins importants aux fins de la gestion des risques pour lesquels elle n'ajuste pas le résultat net. En 2011, la Société ne détenait aucun dérivé important sur le pétrole brut aux fins de la gestion des risques.
- 6) Ce montant représente l'incidence de la valeur de règlement présumée attribuée au contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada à la clôture de la fusion.
- 7) La Société continue d'engager des coûts relativement à la mise en veilleuse de certains projets de croissance résultant de la conjoncture du marché défavorable qui avait cours durant des exercices précédents. La Société a cessé d'éliminer ces coûts du résultat opérationnel en date du 1^{er} janvier 2010. Les coûts après impôt liés à la mise en veilleuse se sont élevés à environ 57 M\$ et 94 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, respectivement.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé¹⁾

(en millions de dollars)



- 1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent les incidences des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif portant sur le résultat opérationnel qui suit immédiatement l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie en fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.
- 2) Calculé en fonction des volumes de production en amont et du volume des ventes du secteur Raffinage et commercialisation.
- 3) Comprend les prix obtenus en amont avant redevances et déduction faite des frais de transport, des marges de raffinage et de commercialisation, des autres produits opérationnels et de l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.
- 4) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume des actifs en amont en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- 5) Ce facteur tient compte des frais de transport, des charges opérationnelles, des frais de vente et frais généraux, et des frais de démarrage de projets.
- 6) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel¹⁾ consolidé de Suncor pour 2011 s'est établi à 5,674 G\$, en comparaison de 2,634 G\$ en 2010. Les facteurs positifs qui ont influé sur le résultat opérationnel de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010 comprennent les suivants :

- Les prix moyens obtenus pour la production de pétrole brut tirée des actifs en amont ont été nettement plus élevés en 2011, en raison de la hausse marquée des prix de référence du brut WTI et Brent. Le prix moyen réalisé pour le secteur Sables pétrolifères s'est établi à 90,07 \$/b en 2011, en comparaison de 70,85 \$/b en 2010. Le prix moyen réalisé pour le secteur Exploration et production s'est élevé à 80,62 \$/bep en 2011, en comparaison de 59,47 \$/bep en 2010.
- Les marges de raffinage ont été plus élevées en 2011, en raison de l'importante augmentation des indices de référence pour les marges de craquage 3-2-1. Les marges de raffinage ont également bénéficié d'une période de hausse des prix du brut, au cours de laquelle des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé ont été vendus

et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement plus élevé.

- Le volume de production du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) a augmenté pour passer de 283,0 kb/j à 304,7 kb/j, en raison principalement de l'accroissement de la production de bitume provenant du secteur Sables pétrolifères – Activités de base et des activités *in situ*. Au premier semestre de 2010, le volume de production avait souffert des deux incendies survenus à des usines de valorisation.
- Les charges financières ont été moins élevées en 2011 qu'en 2010, en raison principalement d'une hausse des intérêts inscrits à l'actif (hausse d'environ 225 M\$, après impôt). Suncor a inscrit à l'actif une plus grande proportion de ses coûts d'emprunt, principalement en raison des montants qui ont été inscrits à l'actif au titre du projet de construction de l'usine de valorisation Voyageur et des projets Fort Hills et Joslyn à la suite de la conclusion des transactions avec Total E&P.
- Les autres produits ont augmenté en 2011 par rapport à 2010, en raison surtout de la hausse du résultat opérationnel attribuable au segment Négociation de l'énergie de Suncor. De plus, en 2010, la Société avait

réalisé des pertes au règlement final de dérivés qu'elle avait conclus, au cours d'exercices précédents, dans le but de gérer les risques associés à la volatilité des prix de vente de sa production.

- La charge de rémunération fondée sur des actions a diminué en 2011 par rapport à 2010, en raison principalement d'une baisse du cours de l'action ordinaire de la Société au deuxième semestre de l'exercice. Les charges opérationnelles de 2011 tiennent compte d'une charge de rémunération fondée sur des actions de 24 M\$ après impôt, tandis que les charges opérationnelles de 2010 tenaient compte d'une charge de rémunération fondée sur des actions de 146 M\$ après impôt.
- Le facteur d'écart sur stocks a été positif, surtout pour le secteur Sables pétrolifères, car les stocks produits au cours de l'exercice précédent à des coûts de production relativement plus bas ont été vendus et remplacés par des stocks produits au cours de l'exercice écoulé à des coûts de production relativement plus élevés.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a été moins élevée en 2011 qu'en 2010, en raison surtout de la diminution des volumes de production provenant du secteur Exploration et production.

Ces facteurs positifs ont été atténués par les facteurs suivants :

- Les volumes de production du secteur Exploration et production ont diminué, passant de 296,9 kbep/j à 206,7 kbep/j, en raison principalement des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011, de l'arrêt de la production en Libye durant la majeure partie de 2011, des arrêts non planifiés à Buzzard et de la fermeture partielle de puits à Terra Nova en raison de la présence d'H₂S.
- Les charges opérationnelles, exclusion faite de l'incidence de la rémunération fondée sur des actions, ont été nettement plus élevées en 2011 qu'en 2010, en raison principalement de l'augmentation des charges opérationnelles du secteur Sables pétrolifères. Les coûts d'extraction liés au secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont augmenté, en raison de l'accroissement de la production de bitume et de la nécessité d'extraire, d'une zone composée de minerai de qualité moindre, une plus grande quantité de minerai pour maintenir un approvisionnement en bitume suffisant. Les coûts de traitement relatifs au secteur Sables pétrolifères – Activités de base se sont accrus, en raison principalement des coûts de maintenance liés aux unités de valorisation secondaire. Les coûts de production *in situ* ont également augmenté, en raison surtout de la

hausse des charges opérationnelles et des coûts de démarrage liés à la troisième phase d'agrandissement de Firebag.

- Les redevances ont été plus élevées en 2011 qu'en 2010, ce qui s'explique principalement par la hausse des prix obtenus en amont.

Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles¹⁾ se sont chiffrés à 9,746 G\$ en 2011, comparativement à 6,656 G\$ en 2010. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui expliquent l'augmentation du résultat opérationnel, surtout à l'augmentation des prix obtenus en amont, des marges de raffinage et de la production du secteur Sables pétrolifères.

Comparaison des résultats de 2010 avec ceux de 2009

La Société a inscrit pour 2010 un résultat net de 3,829 G\$, en comparaison de 1,146 G\$ en 2009, et un résultat opérationnel¹⁾ de 2,634 G\$, en comparaison de 1,115 G\$ en 2009. Ces hausses sont principalement attribuables à la prise en compte, pour un exercice complet, des résultats attribuables aux actifs acquis dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada réalisée le 1^{er} août 2009, ainsi qu'à l'augmentation des prix obtenus pour la production en amont.

Pour 2010, la production en amont s'est établie en moyenne à 615,1 kbep/j, en comparaison de 456,0 kbep/j en 2009, tandis que les ventes de produits raffinés en aval se sont établies en moyenne à 87 300 m³/j, en comparaison de 54 900 m³/j en 2009. Dans les deux cas, la hausse enregistrée en 2010 tient principalement aux nouveaux actifs acquis dans le cadre de la fusion. L'augmentation de la production s'est également traduite par une hausse des redevances et de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation en 2010 par rapport à 2009. En conséquence de la fusion, l'actif de Suncor a augmenté d'environ 35,8 G\$ (compte tenu du goodwill) et sa dette à long terme, d'environ 4,4 G\$. Le résultat net de 2010 tient compte de profits après impôt de 826 M\$ résultant de la cession d'actifs non essentiels, dont un grand nombre avaient été acquis au moment de la fusion.

Les prix moyens obtenus ont été plus élevés en 2010 qu'en 2009, la hausse marquée des prix de référence du brut, notamment le WTI et le Brent, ayant plus que compensé l'incidence de l'élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et les

répercussions du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

La majeure partie de 2009 avait été touchée par le ralentissement économique mondial. Suncor avait engagé des charges après impôt de 299 M\$ pour mettre en veilleuse certains projets de croissance.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles¹⁾ se sont établis à 6,656 G\$ en 2010, en hausse comparativement à ceux de 2,799 G\$ générés en 2009, en raison surtout de l'incidence de l'accroissement des volumes de production en amont provenant des actifs

acquis dans le cadre de la fusion et de la hausse des prix moyens réalisés.

La dette nette a diminué de 2,1 G\$ en 2010. Suncor a vendu des actifs non essentiels qui lui ont rapporté un produit total d'environ 3,5 G\$ en 2010 et a utilisé ces fonds pour réduire la dette totale.

1) Le résultat opérationnel et les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change comptent parmi les principaux facteurs qui influent sur le résultat opérationnel de Suncor.

(moyenne pour les exercices clos les 31 décembre, sauf indication contraire)

		2011	2010	2009
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	95,10	79,55	61,80
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	111,15	79,50	61,50
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	12,50	9,30	5,00
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA /baril	95,75	78,05	65,80
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/baril	17,25	14,20	9,70
Condensat à Edmonton	\$ US/baril	105,30	81,90	60,45
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,65	4,15	4,15
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/baril	27,00	10,55	8,80
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/baril	24,65	9,00	7,75
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/baril	28,40	13,55	11,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/baril	24,80	7,90	7,10
Taux de change	\$ US/\$ CA	1,01	0,97	0,88
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,98	1,01	0,96

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Le prix réalisé par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé en premier lieu par les variations du cours du WTI à Cushing. Le prix moyen du WTI a augmenté en 2011 pour atteindre 95,10 \$ US le baril, comparativement à 79,55 \$ US le baril en 2010. Le prix du WTI a grandement fluctué tout au long de 2011, augmentant jusqu'à atteindre 113 \$ US le baril et se repliant jusqu'à tomber à 80 \$ US le baril. Les prix obtenus par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux sont également influencés par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'ouest du Canada. En 2011, le pétrole brut synthétique peu sulfureux s'est négocié en moyenne à un prix beaucoup plus élevé que le WTI.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix réalisé est influencé par les variations des prix de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le brut canadien au pair à Edmonton et le WCS à Hardisty, mais peut aussi varier en fonction d'autres circonstances qui déterminent

les ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks. Comme le WTI, le cours du brut canadien au pair à Edmonton a aussi considérablement augmenté en 2011 comparativement à 2010. Le prix au pair moyen enregistré à Edmonton s'est établi à 95,75 \$ US le baril en 2011 et à 78,05 \$ US le baril en 2010.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant (ou du pétrole brut synthétique) afin de faciliter la livraison aux clients par le système de pipelines. Les prix nets réalisés par Suncor pour le bitume sont donc influencés par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton). Le diluant provient principalement des installations de valorisation et de raffinage de la Société, mais l'achat de diluant auprès de tiers peut être nécessaire en cas d'interruptions de la production. La qualité du bitume et les ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Les prix moyens réalisés pour le

bitume en 2011 ont été supérieurs à ceux réalisés en 2010, en raison surtout de l'augmentation du prix du pétrole brut, partiellement contrebalancée par l'élargissement des écarts léger/lourd et la hausse du prix du diluant.

Le prix réalisé par Suncor pour la production provenant du large de la côte Est du Canada et des autres actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du brut Brent. En 2011, le cours du brut Brent s'est établi en moyenne à 111,15 \$ US le baril, ce qui est nettement supérieur au cours moyen de 79,50 \$ US le baril enregistré en 2010. De plus, le cours du brut Brent a beaucoup fluctué en 2011, s'établissant en moyenne à plus de 100 \$ US le baril depuis février, et se hissant à 126 \$ US le baril à certains moments. Le brut Brent a aussi commencé à se négocier nettement au-dessus du WTI, se transigeant en moyenne à une prime de 16,05 \$ US le baril en 2011, en comparaison d'un léger escompte de 0,05 \$ US le baril en 2010.

Le prix réalisé par Suncor pour la production de gaz naturel provenant de la côte de l'Amérique du Nord est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le prix de référence AECO s'est établi en moyenne à 3,65 \$ le kpi³ en 2011, soit un prix plus bas que le prix de référence AECO moyen de 4,15 \$ le kpi³ enregistré en 2010.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux qui indiquent à quel moment les raffineries plus perfectionnées peuvent dégager des marges supérieures en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier, puisque leur calcul est basé sur le WTI. En 2011, les marges de craquage ont été très élevées, ce qui s'explique en partie par les prix des produits raffinés, qui ont reflété la hausse du prix de la charge d'alimentation du brut Brent provenant des marchés côtiers d'Amérique du Nord. Cette augmentation a eu une incidence positive sur les raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City de Suncor durant la majeure partie de 2011. Les marges spécifiques à certaines raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, par la configuration de la raffinerie et par les marchés de vente des produits raffinés propres à la zone d'approvisionnement de la raffinerie.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les

prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Une baisse de valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises.

À l'inverse, bon nombre d'actifs et de passifs de Suncor sont libellés en dollars américains, plus particulièrement la majeure partie de la dette à long terme de la Société, et sont convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet de diminuer le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations et donne lieu à des profits de change latents.

En 2011, bien que le taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien, soit 1,01, ait été le reflet d'une appréciation du dollar canadien tout au long de l'exercice, la variation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien entre le début de l'exercice (1,01) et la fin de l'exercice (0,98) a eu le même effet, sur la conversion des soldes en dollars américains à la date de clôture, que si le taux de change avait reflété un dollar canadien plus faible.

Sensibilités économiques ^{1),2),3)}

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 2011 si les changements indiqués s'étaient produits.

(variation estimée, en millions de dollars)	Résultat net	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles
Pétrole brut +1,00 \$ US/baril	81	108
Gaz naturel +0,10 \$ CA/kpi ³	(1)	(1)
Écart léger/lourd +1,00 \$ US/baril	43	58
Marges de craquage 3-2-1 +1,00 \$ US/baril	109	134
Change +0,01 \$ US/\$ CA	(37)	(150)

- 1) Chaque poste du tableau montre l'incidence de la variation de cette variable seulement, toutes les autres variables demeurant constantes.
- 2) Lorsqu'une variable varie, cela suppose que toutes les variables similaires sont touchées, de sorte que les prix moyens réalisés par Suncor augmentent uniformément. Par exemple, le poste « Pétrole brut +1,00 \$ US/baril » suppose que la totalité des prix obtenus qui sont influencés par le cours du WTI, du Brent, du pétrole brut synthétique, du WCS, du brut au pair à Edmonton et du condensat augmentent de 1,00 \$ US/baril.
- 3) Les écarts entre les estimations liées au résultat net et les estimations relatives aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'expliquent principalement par l'incidence des impôts en trésorerie se rapportant à certaines juridictions.

5. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation

Le secteur Sables pétrolifères continue de mettre l'accent sur l'exercice sécuritaire d'activités opérationnelles fiables qui donnent lieu à un accroissement continu de la production tout en permettant un contrôle efficace des charges opérationnelles. Grâce à nos initiatives en matière de gestion de l'excellence opérationnelle, nous prévoyons continuer d'optimiser l'utilisation de nos installations et d'accroître la productivité de la main-d'œuvre.

En 2012, les activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base devraient inclure de nouveaux projets d'extraction et de valorisation qui compléteront nos activités principales. En plus de se concentrer sur l'intensification de la production de bitume dans le prolongement nord de la mine de Steepbank, ce qui devrait réduire les engorgements à la mine et les distances moyennes de transport, ce secteur prévoit procéder à la mise en service et au démarrage du projet MNU, lequel devrait accroître la fiabilité et la disponibilité de ses unités de valorisation.

L'essor de la production suit son cours dans le cadre de la troisième phase d'agrandissement de Firebag. Fondée sur nos infrastructures existantes, la quatrième phase d'agrandissement de Firebag est un projet qui exige une réalisation moins ambitieuse que la troisième phase, mais qui devrait nous permettre de produire un nombre de barils additionnels équivalant à la production de la

troisième phase. Nous nous attendons à ce que notre portefeuille de projets technologiques constitue un levier d'amélioration de la production et de l'efficacité tout en générant de futurs débouchés. Ce portefeuille répond à des défis concernant aussi bien les mines souterraines que les mines à ciel ouvert, tels que la réduction du rapport vapeur-pétrole et l'optimisation de la production de vapeur et du traitement des eaux.

Les transactions conclues entre Suncor et Total E&P se sont clôturées en mars 2011. Suncor a créé un nouveau secteur opérationnel, Coentreprises des Sables pétrolifères, dans le but de gérer et d'exploiter l'ensemble des nouvelles coentreprises. Tout au long de 2011, le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a axé ses efforts sur le redémarrage fructueux du projet d'exploitation Fort Hills et sur la reprise des travaux de construction à l'usine de valorisation Voyageur. Il a également apporté une expertise opérationnelle complémentaire aux compétences et aux capacités de commercialisation existantes afin de gérer efficacement ces nouvelles coentreprises. De concert avec les copropriétaires du projet Fort Hills, de l'usine de valorisation Voyageur et du projet Joslyn, Suncor a mis sur pied un programme d'investissement consacré à la préparation des sites et œuvre à la prise de décisions entourant l'approbation de ces projets prévue pour 2013.

Principales données financières ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Produits bruts	13 001	9 690	6 744
Moins les redevances	(799)	(681)	(645)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	12 202	9 009	6 099
Résultat net	2 603	1 520	557
Résultat opérationnel ²⁾	2 737	1 379	1 048
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	4 572	2 777	1 251

- 1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et le résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 2,603 G\$ pour 2011, en comparaison de 1,520 G\$ pour 2010. Le résultat net de 2011 tient compte d'une perte après impôt de 99 M\$ découlant de la vente de participations partielles dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet d'exploitation minière Fort Hills, ainsi que d'une sortie après impôt de 35 M\$ découlant

d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers. Le résultat net de 2010 tenait compte d'un profit après impôt de 233 M\$ lié à la variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés, et d'un montant de 51 M\$ comptabilisé au titre d'un recouvrement de redevances découlant de la modification de la méthode

d'évaluation du bitume utilisée par Suncor. L'incidence favorable de ces facteurs avait toutefois été atténuée par des sorties après impôt totalisant 143 M\$, essentiellement liées à l'équipement nécessaire à l'exécution d'un procédé d'exploitation et d'extraction minières, qui a finalement été abandonné.

Le résultat opérationnel s'est établi à 2,737 G\$ pour 2011, en comparaison de 1,379 G\$ pour 2010. Cette progression s'explique principalement par l'augmentation des prix moyens réalisés et par l'accroissement des

volumes de production, lesquels ont été contrebalancés par la hausse des charges opérationnelles et par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 4,572 G\$ pour 2011, en comparaison de 2,777 G\$ pour 2010. Cette augmentation découle principalement de l'accroissement des marges qui a résulté de la hausse des prix obtenus et des volumes de production.

Résultat opérationnel

Rapprochement du résultat opérationnel ¹⁾

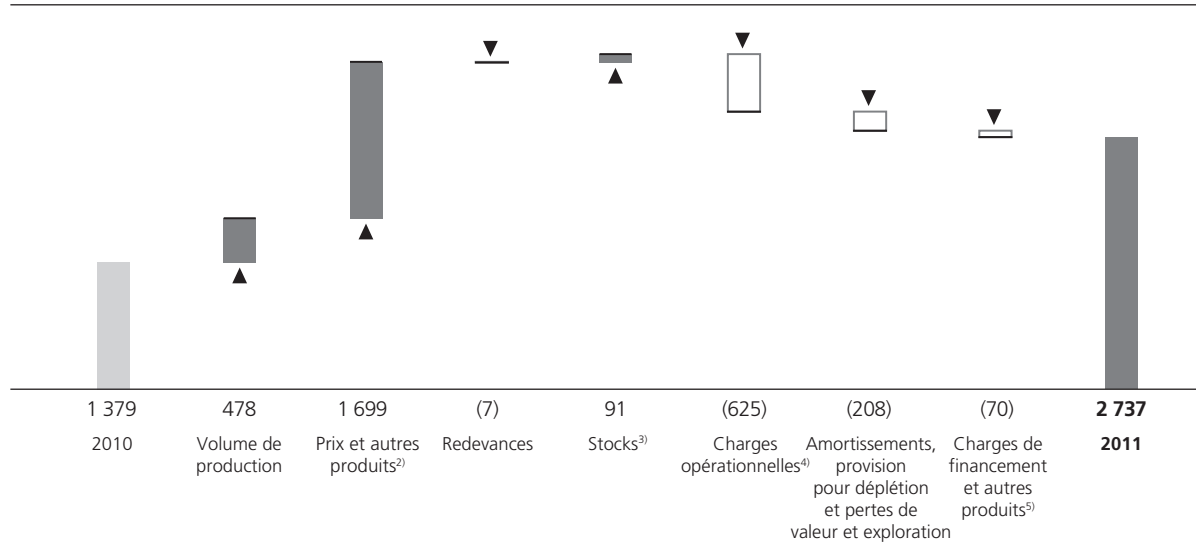
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Résultat net présenté	2 603	1 520	557
Perte liée à des cessions importantes	99	—	39
Pertes de valeur et sorties	35	143	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	(233)	499
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume	—	(51)	50
Profit lié au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	(438)
Frais liés au report de projets de croissance	—	—	299
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	37
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	5
Résultat opérationnel ²⁾	2 737	1 379	1 048

1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

2) Mesures financières hors PCGR. La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et le résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)



1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent les incidences des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit immédiatement l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

2) Comprend les prix obtenus avant redevances et déduction faite des frais de transport, des autres produits opérationnels et de l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.

3) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume des actifs en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

4) Ce facteur tient compte des frais de transport, des charges opérationnelles, des frais de vente et frais généraux, et des frais de démarrage de projets.

5) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Sables pétrolifères (kb/j)	304,7	283,0	290,6
Coentreprises des Sables pétrolifères (kb/j)	34,6	35,2	16,1
Total (kb/j)	339,3	318,2	306,7

Le volume de production du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) s'est élevé en moyenne à 304,7 kb/j en 2011, comparativement à 283,0 kb/j en 2010. Cette progression s'explique principalement par les améliorations opérationnelles qui ont été apportées aux activités d'exploitation et d'extraction minières de la Société et qui se sont traduites par une hausse de 12 % de la quantité de minerai de bitume extraite. Au premier semestre de 2010, la production avait subi les contrecoups des deux incendies survenus aux usines de valorisation. En 2011, Suncor a mené le plus vaste programme de travaux de maintenance de son histoire à l'usine de valorisation 2; ces travaux, d'une durée approximative de six semaines, ont eu un plus grand impact sur la production de 2011 que n'en avaient eu les deux séries de travaux de maintenance relativement modestes exécutés en 2010.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une production mensuelle record de 345 000 b/j pour décembre, grâce à la hausse de la production de bitume *in situ* et à l'augmentation de la quantité de minerai de bitume extraite, partiellement contrebalancées par la qualité inférieure du minerai de bitume se trouvant au front de taille de la mine Millenium. Suncor s'attend à ce que la qualité inférieure du minerai de bitume continue d'avoir une incidence défavorable sur l'exploitation minière jusqu'au début du quatrième trimestre de 2012, après quoi la qualité du minerai rencontré devrait retrouver le niveau précédemment observé.

Les volumes moyens de production de bitume *in situ* ont été de 89,5 kb/j en 2011, contre 85,1 kb/j en 2010. La production moyenne de Firebag s'est établie à 59,5 kb/j en 2011, en hausse de 11 % comparativement à celle de 53,6 kb/j enregistrée en 2010. Cette hausse s'explique principalement par la mise en service, au deuxième semestre de 2011, de la première plateforme d'exploitation de la troisième phase d'agrandissement du projet et par le récent creusage de puits intercalaires à l'emplacement de plateformes de puits existantes. La production moyenne de MacKay River s'est établie à 30,0 kb/j en 2011, en léger recul par rapport à celle de 31,5 kb/j enregistrée en 2010. Dans l'ensemble, les niveaux de production de MacKay River atteignent ou avoisinent la capacité nominale (environ 30 000 b/j) depuis 2009. La Société prévoit que l'entrée en production de nouveaux puits au cours du quatrième trimestre de 2011

et tout au long de 2012, conjuguée aux efforts de reconditionnement de puits, devrait permettre de compenser la déplétion naturelle des gisements aux deux puits. À la clôture de l'exercice 2011, la production de bitume *in situ* de Suncor était d'environ 111 000 b/j.

Au sein du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères, la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 34,6 kb/j en 2011, en comparaison de 35,2 kb/j en 2010. Des problèmes opérationnels survenus à l'une des usines d'hydrogène à la suite des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'automne ont eu une incidence défavorable sur la production enregistrée pour 2011.

Prix moyens réalisés et volume des ventes ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Sables pétrolifères (\$/baril)	88,74	69,58	61,66
– par rapport au WTI (\$ CA/baril)	(5,35)	(12,33)	(9,59)
Volume des ventes (kb/j)	304,4	279,3	276,2
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	36/64	37/63	47/53
Coentreprises des Sables pétrolifères (\$/baril)	101,80	80,93	77,36

1) Les prix moyens obtenus sont calculés avant redevances et déduction faite des frais de transport, et compte tenu des profits et des pertes sur dérivés réalisés.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) s'est accru en 2011 comparativement à 2010. Le pourcentage de ventes de brut peu sulfureux/sulfureux (36 %/64 %) s'est révélé un peu moins élevé en 2011 qu'en 2010 (37 %/63 %). L'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 a connu plusieurs pannes au deuxième semestre de 2010 et au premier semestre de 2011. La Société a procédé à des travaux de maintenance portant sur ces unités, en conséquence desquels le pourcentage de ventes de brut peu sulfureux/sulfureux s'est établi à 46 %/54 % au quatrième trimestre de 2011.

Le prix moyen réalisé par Suncor pour les ventes du secteur Sables pétrolifères s'est élevé à 88,74 \$ le baril (WTI moins 5,35 \$ le baril) en 2011, comparativement à 69,58 \$ le baril (WTI moins 12,33 \$ le baril) en 2010. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'augmentation des prix de référence du pétrole brut. Le prix moyen réalisé par Suncor pour ses ventes a augmenté relativement au WTI en raison principalement de l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique par rapport au WTI. Le prix moyen réalisé par Suncor pour les ventes de Syncrude en 2011 s'est établi à 101,80 \$ le baril, comparativement à 80,93 \$ le baril en 2010. Cette hausse s'explique par l'augmentation des prix

de référence du pétrole brut et par l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole brut synthétique et le WTI.

Redevances

Les redevances ont été légèrement plus élevées en 2011 qu'en 2010. Les redevances du secteur Sables pétrolifères et du secteur Sables pétrolifères sont fonction principalement de la valeur du bitume, qui a progressé d'environ 10 % en 2011. Les redevances *in situ* ont également été plus élevées, du fait que MacKay River a dépassé le seuil de rentabilité déterminé par la réglementation en novembre 2010. Ces hausses ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des dépenses en immobilisations liées à des projets d'immobilisations admissibles à des redevances (principalement le projet TRO^{MC}). En 2010, les redevances avaient subi l'effet défavorable de l'encaissement d'indemnités d'assurance contre les pertes d'exploitation relatives aux incendies survenus à des usines de valorisation en 2009 et en 2010, lesquelles étaient assujetties à des redevances.

En 2011, Suncor a continué de verser des redevances sur la production liée aux activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, en appliquant la méthode d'évaluation du bitume en fonction de sa vision des ajustements relatifs à la qualité raisonnable; cependant, les charges de redevances ont été calculées selon l'ajustement relatif à la qualité adopté par le gouvernement de l'Alberta en décembre 2010. La convention de modification des redevances de Suncor prévoit une procédure d'arbitrage à défaut de règlement de ces litiges. Suncor a déposé un avis d'arbitrage contre le gouvernement de l'Alberta le 29 janvier 2011.

Stocks

Le facteur d'écart sur stocks a été positif, car les stocks produits au cours de l'exercice précédent à des coûts de production relativement plus bas ont été vendus et remplacés par des stocks produits au cours de l'exercice écoulé à des coûts de production relativement plus élevés.

Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (en millions de dollars)	4 479	3 990	3 599
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (en \$/baril)	40,20	38,65	33,95

1) Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères sont une mesure financière non conforme aux PCGR, et elles font l'objet d'un rapprochement avec les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont accrues en 2011, s'établissant en moyenne à 40,20 \$, contre 38,65 \$ en 2010, l'incidence de la hausse du total des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (+4,40 \$/b) ayant été atténuée par l'incidence de l'accroissement de la production de ce secteur (-2,85 \$/b). Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont augmenté de façon plus marquée au quatrième trimestre de 2011, en raison principalement de l'accroissement de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement de Firebag et de la hausse des coûts d'extraction qui ont dû être engagés pour extraire, de la zone composée de minerai de qualité moindre de la mine Millenium, une plus grande quantité de minerai pour permettre de maintenir un approvisionnement en bitume suffisant, et pour procéder à l'enlèvement d'une plus importante couche de morts-terrains.

Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, s'établissant à 4,479 G\$ en 2011, contre 3,990 G\$ en 2010. Cette augmentation est en grande partie attribuable aux charges opérationnelles décaissées *in situ*, qui ont considérablement augmenté comparativement à 2010, en raison surtout des coûts accrus de main-d'œuvre, de maintenance, de gaz naturel et de soutien qui ont été engagés pour l'essentiel à l'égard de la troisième phase d'agrandissement de Firebag. Au sein du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, les coûts de valorisation se sont accrues, en raison principalement de travaux de maintenance liés au redémarrage de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1, et les coûts d'extraction minière ont été plus élevés, en raison surtout de l'accroissement des effectifs et de la hausse des frais d'entretien et de location résultant de l'accroissement de la cadence de production du bitume.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles de Syncrude ont été plus élevées en 2011 qu'en 2010, ce qui s'explique principalement par l'intensification des travaux de maintenance qui a résulté des problèmes opérationnels et par l'augmentation des coûts du combustible diesel, laquelle résulte de la hausse des prix et de la consommation globale.

Les autres charges opérationnelles ont été moins élevées en 2011 qu'en 2010, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions et de la baisse des coûts liée au report de projets de croissance. Ces baisses ont été en partie contrebalancées par la hausse des frais de démarrage de projets qui a découlé de la troisième phase d'agrandissement de Firebag et de la mise en service du projet MNU.

La Société continue d'engager des coûts relativement à la remobilisation de certains projets de croissance qui avaient été mis en veilleuse durant la période de ralentissement économique de la fin de 2008 et du début de 2009. Les coûts avant impôt liés à la mise en veilleuse se sont élevés à 76 M\$ en 2011, comparativement à 126 M\$ en 2010. Les coûts de mise en veilleuse comprennent les coûts liés au maintien en bon état du matériel et des installations des projets mis en veilleuse, les coûts d'évaluation de l'état des actifs remis en service ainsi que les coûts liés à la remobilisation du matériel et de la main-d'œuvre.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté en 2011 par rapport à 2010, par suite essentiellement de l'accroissement de la valeur des actifs qui a découlé de l'incorporation de coûts au moment de l'entrée en service récente d'actifs *in situ* et dans le cadre d'importants travaux de maintenance planifiés en 2010 et en 2011.

Les autres produits ont diminué en 2011 par rapport à 2010, en raison principalement du produit d'assurance reçu de la société d'assurance captive de Suncor en 2010 relativement aux incendies survenus à des usines de valorisation en 2009 et en 2010.

Travaux de maintenance planifiés

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a mené à bien des travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines de manière sécuritaire et selon le calendrier prévu. Ces travaux, qui se sont déroulés à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, représentent les plus importants travaux de maintenance jamais entrepris par Suncor.

La Société prévoit fermer une unité de cokéfaction à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2012. Elle compte par la suite procéder, au troisième trimestre, à des travaux de maintenance portant sur la tour de

fractionnement sous vide et à la fermeture d'une unité de cokéfaction à l'usine de valorisation 2. De plus, elle prévoit entreprendre en 2012 des travaux de maintenance portant sur les unités de valorisation secondaire des usines de valorisation 1 et 2.

Ententes avec Total E&P

Au premier trimestre de 2011, Suncor a conclu, avec Total E&P, des transactions qui prévoyaient l'attribution à Total E&P d'une participation dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur et l'accroissement de la participation directe de celle-ci dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills, de même que l'attribution à Suncor d'une participation dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn. En contrepartie de l'acquisition d'une participation de 49 % dans le projet d'usine de valorisation Voyageur, d'une participation supplémentaire de 19,2 % dans le projet Fort Hills, des droits relatifs à des licences portant sur certaines connaissances et technologies et de la prise en charge de la quote-part qui lui revient des dépenses en immobilisations postérieures à la date de clôture des transactions, soit le 1^{er} janvier 2011, Total E&P a versé à Suncor 2,662 G\$ (déduction faite des coûts de transaction). Suncor a comptabilisé une perte après impôt de 99 M\$ à l'égard de la cession partielle de ses actifs, qui comprend une réduction de 267 M\$ du goodwill attribué par la Société aux participations cédées. Le montant de la perte après impôt a été ajusté au quatrième trimestre de 2011, une fois les derniers rajustements de clôture apportés. En contrepartie de l'acquisition d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn et de la prise en charge de la quote-part qui lui revient des dépenses en immobilisations postérieures à la date de clôture, Suncor a versé 842 M\$ à Total E&P.

Comparaison des résultats de 2010 et des résultats de 2009

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net de 1,520 G\$ pour 2010, en comparaison de 557 M\$ en 2009. Le résultat net de 2010 a bénéficié de l'incidence favorable de profits découlant de la variation de la juste valeur de certains dérivés utilisés aux fins de la gestion des risques, mais s'est senti de l'incidence défavorable d'une écriture de sortie comptabilisée au titre d'équipement d'exploitation et d'extraction minières. Le résultat net de 2009 avait subi l'incidence négative des pertes qui avaient découlé de la variation de la juste valeur de certains dérivés utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des prix obtenus, et des coûts associés au report de projets de croissance interrompus en raison du ralentissement économique mondial de 2008. En revanche, le résultat net de 2009 rendait compte de l'incidence positive d'un profit qui avait été comptabilisé

dans le cadre de la fusion au règlement effectif d'un contrat préexistant conclu avec Petro-Canada relativement à la valorisation de la production de bitume de MacKay River.

Le résultat opérationnel de 2010 s'est établi à 1,379 G\$, en comparaison de 1,048 G\$ en 2009. Cette progression est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus qui a résulté de la hausse des prix de référence et à la prise en compte, pour un exercice complet, des volumes attribuables à la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude. L'augmentation du résultat opérationnel a toutefois été partiellement neutralisée par la baisse de la production du secteur Sables pétrolifères enregistrée au premier semestre de 2010 en raison principalement de deux incendies survenus à des usines de

valorisation, par le pourcentage moins favorable de ventes de brut peu sulfureux par rapport aux ventes de brut sulfureux attribuable aux contrecoups des deux incendies et par les problèmes opérationnels survenus aux installations de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 1, et par l'augmentation des charges opérationnelles qui a découlé principalement des incendies survenus aux usines de valorisation.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont élevés à 2,777 G\$ en 2010, en comparaison de 1,251 G\$ en 2009. Cette hausse des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation

Le secteur Exploration et production de Suncor comprend principalement des actifs en amont conventionnels qui comportent des charges opérationnelles moindres et qui nécessitent moins d'investissements de maintien que les actifs non conventionnels liés aux sables pétrolifères pour assurer une production stable. Pendant les deux tiers de l'exercice 2011, la production de ce secteur s'est vendue à un prix fondé sur le cours du brut Brent, lequel s'est négocié à forte prime par rapport au WTI durant la majeure partie de 2011. Par conséquent, le secteur Exploration et production a généré d'importants flux de trésorerie en 2011, malgré une baisse des volumes de production, et il constitue une importante source de financement pour la stratégie de croissance à long terme de Suncor.

La croissance de la production du secteur Exploration et production constitue également un élément important de la stratégie à long terme de Suncor. Le développement de Golden Eagle, d'Hibernia Sud, du projet d'agrandissement de White Rose et de Hebron offre ce qui, de l'avis de la Société, constitue une possibilité intéressante d'accroître la production à faible coût et de générer des flux de trésorerie futurs.

En 2011, le secteur Exploration et production a dû surmonter de nombreux défis. Les activités en Libye ont été interrompues pendant la majeure partie de l'exercice, et les activités en Syrie ont récemment été suspendues. La

production de Terra Nova a été restreinte par des problèmes liés à la présence d'H₂S, et la cadence de production de la plateforme Buzzard non exploitée par la Société a connu des périodes de ralentissement en raison de problèmes opérationnels. Suncor cherche toujours à ramener son portefeuille d'actifs à sa taille idéale en cédant des actifs non essentiels de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Toutefois, compte tenu de la conjoncture peu favorable pour la vente d'actifs de gaz naturel dans l'Ouest canadien en 2011, la Société a eu peu d'occasions de conclure des transactions répondant à ses objectifs financiers.

Pour 2012, la mise en œuvre de projets liés aux actifs extracôtiers, comme le programme d'entretien des installations à quai à Terra Nova, devrait permettre à la Société de multiplier les succès qu'elle connaît déjà. On s'attend à ce que les activités de prospection menées dans la mer du Nord soient axées sur le nouveau gisement découvert dans la zone Beta et la zone Romeo. Ailleurs, nous continuerons de nous concentrer sur nos initiatives continues de réduction des coûts et sur l'exploitation des gisements de ressources non conventionnelles et des gisements riches en liquides de notre secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Le redémarrage de la production en Libye laisse également entrevoir la possibilité d'une pleine reprise des activités dans ce pays.

Principales données financières ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Produits bruts	6 784	7 043	2 858
Moins les redevances	(1 472)	(1 377)	(554)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	5 312	5 666	2 304
Résultat net	306	1 938	78
Résultat opérationnel ²⁾	1 358	1 193	150
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	2 846	3 325	1 280

- 1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et le résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 306 M\$ pour 2011, en comparaison d'un résultat net de 1,938 G\$ en 2010. Le résultat net de 2011 rend compte d'une perte de valeur après impôt de 503 M\$ (perte de valeur initiale d'un montant net de 514 M\$, diminuée de reprises subséquentes de pertes de valeur totalisant 11 M\$) comptabilisée à l'égard des actifs en Libye par suite de l'interruption de la production dans ce pays, de même que d'une perte de valeur après impôt de 68 M\$ comptabilisée à l'égard de certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en raison de la diminution du prix du gaz naturel. Le résultat net de 2011 tient également compte d'un ajustement de la charge d'impôt différé de 442 M\$ apporté par suite d'une augmentation du taux d'imposition britannique s'appliquant aux profits tirés d'activités pétrolières et gazières en mer du Nord, d'une provision après impôt de 31 M\$ inscrite relativement à un différend au sujet de redevances couvrant une période précédant la fusion, et de pertes après impôt de 8 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels. Le résultat net de 2010 tenait compte d'un profit après impôt de 826 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels, d'un profit après impôt de 166 M\$ résultant de la modification du pourcentage de participation directe de Suncor dans Terra Nova, de pertes de valeur après impôt de 111 M\$ comptabilisées à l'égard de certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en raison principalement de la diminution du prix du gaz naturel, d'une provision après

impôt de 84 M\$ relative à des pertes découlant d'engagements relatifs au transport par pipeline jugés défavorables et de pertes de valeur après impôt de 52 M\$ liées à des actifs non essentiels situés au Royaume-Uni qui ont été vendus plus tard en 2010 et au premier trimestre de 2011.

Le résultat opérationnel s'est établi à 1,358 G\$ en 2011, en comparaison de 1,193 G\$ en 2010. L'amélioration du résultat opérationnel est attribuable avant tout à la hausse des prix moyens réalisés et à la baisse des charges opérationnelles et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, partiellement neutralisées par la diminution des volumes de production, la hausse des redevances et l'augmentation du taux d'impôt effectif s'appliquant aux profits réalisés au Royaume-Uni.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,846 G\$ en 2011, en comparaison de 3,325 G\$ en 2010. La diminution des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, en dépit de la hausse du résultat opérationnel, s'explique principalement par la diminution, en 2011, de la production provenant d'actifs qui, en 2010, avaient contribué davantage aux flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles qu'au résultat opérationnel. De plus, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de 2010 incluaient le profit découlant du règlement conclu à l'égard de la modification des pourcentages de participation directe dans Terra Nova.

Résultat opérationnel

Rapprochement du résultat opérationnel ¹⁾

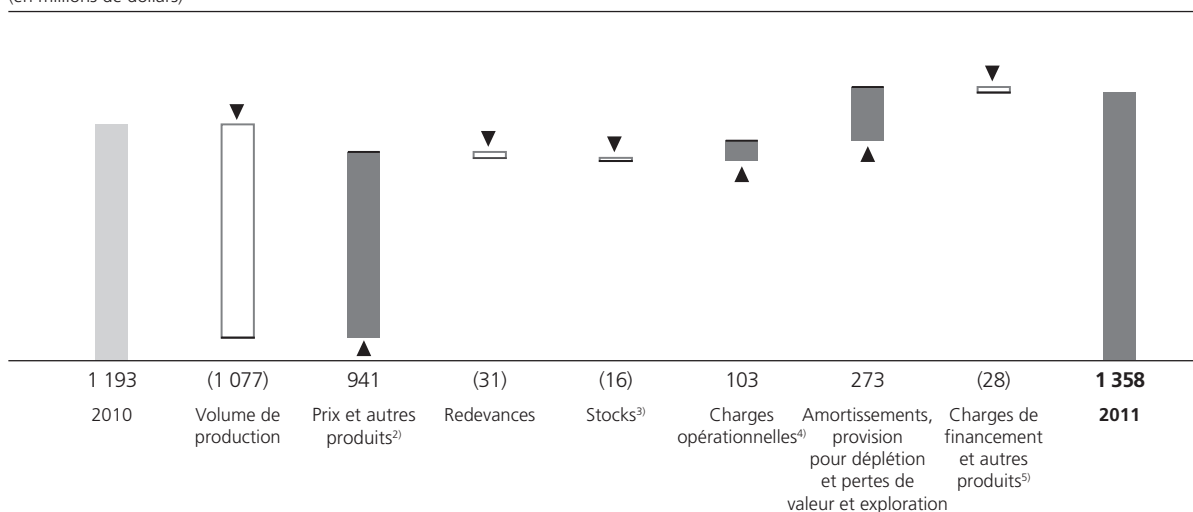
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Résultat net présenté	306	1 938	78
Pertes de valeur et sorties	571	163	42
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	442	—	(19)
Ajustements de provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion	31	84	25
Perte (profit) sur les cessions importantes	8	(826)	—
Nouvelle détermination des participations directes dans Terra Nova	—	(166)	24
Résultat opérationnel ²⁾	1 358	1 193	150

1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

2) Mesures financières hors PCGR. La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et le résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)



1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent les incidences des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit immédiatement l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

2) Comprend les prix obtenus avant redevances et déduction faite des frais de transport, des autres produits opérationnels et de l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.

3) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume des actifs en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

4) Ce facteur tient compte des frais de transport, des charges opérationnelles et des frais de vente et frais généraux.

5) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes de production ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Volumes de production			
Côte Est du Canada (kb/j)	65,6	68,6	24,3
International (kbep/j)	76,4	132,5	50,6
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi ³ e/j)	388	575	446
Production totale (kbep/j)	206,7	296,9	149,3
Composition (liquides/gaz) (%)			
Côte Est du Canada	100/0	100/0	100/0
International	82/18	87/13	84/16
Amérique du Nord (activités terrestres)	8/92	9/91	11/89
Production totale	64/36	63/37	50/50

1) Les volumes de production pour 2009 représentent la quote-part de Suncor dans la production d'actifs acquis dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada pour la période du 1^{er} août 2009 au 31 décembre 2009.

Au large de la côte Est du Canada, la production s'est établie en moyenne à 65,6 kb/j en 2011, comparativement à 68,6 kb/j en 2010.

- La production de Terra Nova a diminué de 7,0 kb/j en 2011 par rapport à 2010, par suite de la fermeture partielle de certains puits durant tout l'exercice en raison de la présence d'H₂S. La production de Terra Nova a repris plus tard en 2011, après l'achèvement d'un nouveau puits de production et le remplacement d'une conduite d'écoulement sous-marine qui a permis de contrebalancer la perte de production associée à certains des puits fermés.
- La production de White Rose a augmenté de 4,0 kb/j en 2011 par rapport à 2010, en raison surtout de l'accroissement de la production provenant de la portion North Amethyst des unités d'extension de White Rose, qui est entrée en production en 2010.
- La production d'Hibernia pour 2011 correspond essentiellement à celle de 2010. En 2011, Hibernia Sud a produit ses premiers volumes. Pour l'heure, Suncor ne prévoit pas de production accrue ou soutenue pour cette unité avant la réalisation de nouveaux forages de développement et l'entrée en production des infrastructures sous-marines, prévue pour 2014.

La production du secteur International s'est élevée en moyenne à 76,4 kbep/j en 2011, en comparaison de 132,5 kbep/j en 2010.

- La production issue de la mer du Nord s'est repliée de 32,3 kbep/j en 2011 comparativement à 2010, Buzzard ayant compté pour 12,6 kbep/j de cette diminution. En 2011, la production de Buzzard a subi les contrecoups

des contraintes de production qui ont résulté de l'instabilité de la cadence de production attribuable au remplacement du système de refroidisseur à compression de gaz, de l'interruption du service et des contraintes de capacité sur le pipeline d'un tiers, de même que d'autres arrêts de production qui ont coïncidé avec la mise en service de la quatrième plateforme. Le fléchissement de la production issue de la mer du Nord est également attribuable à la cession d'actifs non essentiels situés au Royaume-Uni et aux Pays-Bas en 2010 et au premier trimestre de 2011.

- En 2011, la production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 12,1 kb/j, comparativement à 35,2 b/j en 2010. La production en Libye a été interrompue au début de février, en raison de la montée de l'agitation politique. En raison de cette agitation et des sanctions imposées subséquemment au gouvernement libyen, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles. Après le changement de régime et la levée des sanctions, la production a repris plus tard dans l'année à trois des cinq champs.
- La production provenant de la Syrie s'est établie en moyenne à 17,6 kbep/j en 2011, en hausse par rapport aux 11,6 kbep/j enregistrés en 2010, en raison surtout de la production des premiers volumes de gaz naturel du projet Ebla en avril 2010 et de la production des premiers barils de pétrole en décembre 2010. L'agitation en Syrie a cependant mené à l'imposition de sanctions internationales en décembre 2011, lesquelles ont interdit toute transaction avec la coentreprise de Suncor dans ce pays. Par conséquent, la Société a dû déclarer un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a cessé toute production.
- En 2010, la production du secteur International comprenait également 6,7 kbep/j provenant des actifs de Trinité-et-Tobago, qui ont été cédés au troisième trimestre de 2010.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a reculé pour s'établir à 388 Mpi³e/j en 2011, en comparaison de 575 Mpi³e/j en 2010. Ce recul s'explique surtout par la cession, en 2010 et en 2011, d'actifs non essentiels qui avaient fourni une production supplémentaire d'environ 164 Mpi³e/j en 2010 et une production moyenne de 21 Mpi³e/j en 2011. La production provenant des autres biens de ce secteur a diminué d'environ 10 % par rapport à 2010, en raison surtout de la déplétion naturelle des gisements.

Prix moyens réalisés ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Côte Est du Canada (\$/baril)	108,42	80,20	76,86
International (\$/bep)	100,89	74,92	72,65
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ³ e)	4,39	4,70	4,31

1) Les prix moyens obtenus sont calculés avant redevances et déduction faite des frais de transport.

Les prix moyens réalisés sur les ventes de pétrole brut provenant des actifs des secteurs Côte Est du Canada et International ont été sensiblement plus élevés en 2011 qu'en 2010, en raison surtout de l'augmentation du prix du brut Brent.

Les prix moyens réalisés pour la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont diminué en 2011, en raison surtout de la baisse des prix de référence du gaz naturel au carrefour AEEO. Cette diminution a été partiellement compensée par la hausse des prix moyens réalisés sur les ventes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel qui a résulté principalement de la montée du prix du WTI.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées en 2011 qu'en 2010, en raison de la hausse des prix obtenus, partiellement neutralisée par l'arrêt de la production en Libye et par le fléchissement du volume de production provenant des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles et la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion ont été moins élevées en 2011 qu'en 2010, en raison principalement des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011 et de l'arrêt des activités en Libye. Les frais d'exploration ont également diminué, en raison principalement de l'interruption des activités d'exploration en Libye et des sorties comptabilisées en 2010 à l'égard de puits d'exploration se trouvant dans les zones de la mer du Nord appartenant aux Pays-Bas et à la Norvège.

Les autres facteurs qui expliquent la variation du résultat opérationnel entre 2010 et 2011 comprennent l'incidence de la hausse du taux d'imposition adoptée par le gouvernement du Royaume-Uni au premier trimestre de 2011.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux d'entretien des installations à quai d'une durée d'environ 21 semaines devraient être effectués à l'égard de la navette de stockage à bord et de déchargement de Terra Nova au cours du deuxième

semestre de 2012. La Société prévoit un retour aux champs et une reprise de la production avant la fin de 2012. Les travaux prévus comprennent le remplacement de la tête d'injection d'eau de la navette et l'achèvement des travaux de remplacement de l'infrastructure sous-marine entrepris pour régler les problèmes liés à la présence d'H₂S.

Un programme de maintenance hors station prolongé d'une durée de 18 semaines devrait être entrepris au deuxième trimestre de 2012 à l'égard de la navette de stockage à bord et de déchargement de White Rose, dans le but principalement de régler les problèmes du système de propulsion de la navette.

Durant ces interruptions, les actifs concernés ne seront la source d'aucune production.

Des travaux de maintenance planifiés de moindre envergure devraient se dérouler à Hibernia et à Buzzard au cours du troisième trimestre de 2012.

Cessions d'actifs

En 2011, la Société a cédé certains actifs non essentiels de son portefeuille d'actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), pour un produit net de 164 M\$, ce qui s'est traduit par des profits à la cession d'actifs de 82 M\$ après impôt. Ces actifs cédés avaient généré une production d'environ 35 Mpi³e/j en 2010. Vu la conjoncture actuelle, les occasions de réaliser de nouvelles cessions répondant aux objectifs financiers de la Société se font plus rares.

Le 31 mars 2011, la Société a conclu la vente d'actifs extracôtiers britanniques non essentiels (principalement Scott et Triton). Cette cession a rapporté un produit net final de 90 M€ (140 M\$ CA) et a donné lieu à une perte après impôt de 90 M\$.

En 2010, la Société s'est départie d'autres actifs :

- Durant l'exercice, la Société a conclu la vente de plusieurs actifs non essentiels du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), ce qui lui a rapporté un produit net d'environ 1,7 G\$;
- Au troisième trimestre, la Société a conclu la vente de ses actions de Petro-Canada Netherlands BV, ce qui a rapporté un produit net de 316 M€ (420 M\$ CA);
- Au troisième trimestre, la Société a conclu la vente de ses actifs situés à Trinité-et-Tobago, ce qui lui a rapporté un produit net de 378 M\$ US (383 M\$ CA);
- Une partie de la vente des actifs extracôtiers britanniques non essentiels a été conclue au quatrième trimestre, pour un produit net de 55 M€ (86 M\$ CA).

Mise à jour concernant les répercussions des événements en Libye

À la suite du changement du régime libyen survenu au deuxième semestre de 2011, le partenaire de coentreprise de Suncor, Harouge Oil Operations BV (« Harouge »), a redémarré la production à tous les principaux champs, et les travaux se poursuivent en vue de stabiliser les niveaux de production. À la fin de décembre 2011, la part de la production revenant à Suncor était d'environ 30 000 b/j. La Société demeure optimiste quant à la reprise graduelle des activités en Libye et s'emploie à mettre fin au cas de force majeure déclaré aux termes de ses CEPP.

Vu l'incertitude entourant la situation en Libye à la fin du deuxième trimestre de 2011, la direction avait évalué qu'elle ne serait pas en mesure de réintégrer la Libye avant un an ou deux ans – envisageant même la possibilité de ne jamais être en mesure de reprendre la production dans ce pays – et que toute reprise des activités pourrait nécessiter des dépenses supplémentaires. La Société a par conséquent déterminé que la valeur de ses actifs en Libye s'était dépréciée, et elle a comptabilisé une charge de 259 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard de ses actifs productifs inclus dans les immobilisations corporelles, une charge de 211 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation, et une charge de 44 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard des stocks de pétrole brut et de matières. Plus tard au cours de l'exercice, la Société a été en mesure de confirmer l'existence et la vente de stocks de pétrole brut et a repris des pertes de valeur de 11 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant).

Suncor a repris la discussion avec la société pétrolière nationale de la Libye au sujet des activités courantes et des projets à venir. Cependant, il plane encore trop d'incertitude quant à l'exploitation dans cette région, notamment en ce qui concerne les plans d'accroissement de la production, le calendrier d'exécution des travaux de prospection futurs et l'étendue des dommages causés aux actifs de la Société, ce qui n'a pas encore été évalué en profondeur. C'est pourquoi, en date du 31 décembre 2011, aucun changement n'avait été apporté au montant de la perte de valeur comptabilisée par la Société au deuxième trimestre.

Se reporter à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur le calcul des pertes de valeur.

Mise à jour concernant les répercussions des événements en Syrie

En décembre 2011, alors que l'agitation fomentait toujours en Syrie, des sanctions ont été imposées et ont obligé Suncor à déclarer un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et à interrompre ses activités dans ce pays. Suncor a rapatrié son personnel et pris des mesures pour continuer de soutenir ses employés syriens. Par conséquent, elle a cessé de comptabiliser toute production et tout revenu provenant de ses actifs en Syrie. La Société estime que, si le cas de force majeure vient à être levé, elle aura alors le droit de recouvrer sa part de tout volume produit pendant la période où le cas de force majeure était en vigueur.

Suncor n'a pas encore reçu le paiement relatif à aux plus récents volumes de production. Elle croit avoir droit à ce paiement, et elle travaillera de concert avec son partenaire de coentreprise en vue de le percevoir une fois les sanctions levées. Conformément aux PCGR, étant donné que l'agitation politique en Syrie jette une incertitude sur le recouvrement des montants exigibles, Suncor a comptabilisé une provision après impôt de 63 M\$ à l'égard de ces créances, ce qui représente environ la moitié du montant total exigible.

Suncor a estimé la valeur recouvrable nette de ses actifs en Syrie en se fondant sur le montant estimé de ses flux de trésorerie nets futurs attendus, évalués selon une gamme de résultats possibles. À la lumière des résultats de cette évaluation, Suncor n'a pas eu à comptabiliser de pertes de valeur à l'égard de ses actifs en Syrie en date du 31 décembre 2011. Si la situation en Syrie vient à s'améliorer dans un avenir rapproché et que les sanctions sont levées, que les CPP et les contrats de vente retrouvent leur pleine force exécutoire et que les paiements relatifs à la vente d'hydrocarbures sont reçus, la valeur des actifs nets de Suncor en Syrie ne devrait pas subir de dépréciation. En revanche, si la situation ne s'améliore pas ou qu'elle se détériore, de sorte qu'il est impossible de reprendre les activités dans un avenir proche, la Société estime que ses actifs en Syrie pourraient éventuellement se trouver dépréciés. En 2011, les activités de Suncor en Syrie ont représenté environ 3 % du résultat net consolidé et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. La valeur comptable des actifs nets de Suncor en Syrie s'établissait à environ 900 M\$ au 31 décembre 2011. Se reporter à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur le calcul des pertes de valeur.

Dans le cours normal de l'activité, Suncor détient des instruments d'atténuation des risques à l'égard de certains établissements à l'étranger, dont le montant global s'élève

à environ 405 M\$ (avant impôt). De ce montant, une tranche de 300 M\$ peut être utilisée à l'égard des actifs de la Société en Syrie.

Comparaison des résultats de 2010 et des résultats de 2009

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 1,938 G\$ en 2010, en comparaison d'un résultat net de 78 M\$ en 2009. Le résultat net de 2010 tient compte d'un profit après impôt de 826 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels et d'un profit après impôt de 166 M\$ résultant de la modification du pourcentage de participation directe de la Société dans Terra Nova.

L'incidence de ces facteurs a été atténuée par des pertes de valeur de 163 M\$.

Pour 2010, le résultat opérationnel s'est établi à 1,193 G\$, en comparaison de 150 M\$ en 2009, et les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont élevés à 3,325 G\$, en comparaison de 1,280 G\$ en 2009. La totalité de la production du secteur Côte Est du Canada et du secteur International, ainsi qu'environ 70 % de la production tirée du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en 2010, a été acquise dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada. Les prix obtenus ont été plus élevés en 2010, en raison surtout de la hausse des prix de référence pour le brut Brent.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation

En 2011, le réseau intégré du secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a généré une valeur considérable grâce à ses actifs stratégiques, à ses emplacements géographiques avantageux et à la différenciation de ses produits. L'emplacement et la fiabilité des raffineries d'Edmonton, de Sarnia et de Commerce City ont permis à la Société de tirer parti d'écarts de prix favorables pour la production de pétrole brut issue de ses activités terrestres, lesquels ont découlé de l'escompte record sur le WTI par rapport au brut Brent. L'intégration du volume de ces raffineries à la production de pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères de Suncor a également entraîné une baisse du coût des charges d'alimentation. De plus, la stratégie voulant que Suncor gère ses activités de commercialisation en fonction d'une capacité de raffinage supérieure à la sienne a permis aux raffineries de maintenir un haut débit de traitement du brut et de répartir les coûts fixes de raffinage sur un plus grand volume de production.

La stratégie de Suncor qui consiste à tirer parti des ventes internes à forte valeur conclues dans le cadre de ses activités de commercialisation s'est également avérée très fructueuse en 2011, ayant suscité un volume de ventes et des marges considérables qui ont propulsé le résultat sectoriel au-delà du seuil fixé pour les raffineries. Les établissements de la bannière Petro-Canada détenus par Suncor continuent d'être les points de vente au détail numéro un au chapitre des parts de marché dans les grandes agglomérations urbaines du Canada.

En 2012, le secteur Raffinage et commercialisation continuera de mettre l'accent sur la sûreté et la fiabilité de ses activités opérationnelles, tablera sur la force de sa marque pour accroître ses produits non liés au pétrole par l'entremise du réseau de dépanneurs et de lave-autos de la Société, et élargira sa gamme de produits lubrifiants.

Principales données financières ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Produits opérationnels	25 713	20 860	11 851
Résultat net	1 726	819	407
Résultat opérationnel ²⁾			
Activités de raffinage et d'approvisionnement	1 413	532	311
Activités de commercialisation	313	264	144
	1 726	796	455
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	2 574	1 538	921

1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

2) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et le résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 1,726 G\$ en 2011, en comparaison d'un résultat net de 819 M\$ et d'un résultat opérationnel de 796 M\$ en 2010.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 1,413 G\$ au résultat opérationnel de 2011, ce qui représente une hausse significative par rapport à 2010, attribuable surtout à l'augmentation des marges de raffinage et aux retombées favorables de la période de hausse des prix du brut, au cours de laquelle des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé ont été vendus et

remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement plus élevé. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 313 M\$ en 2011, en hausse par rapport à 2010, en raison principalement de la forte demande et des marges appréciables dégagées sur les ventes de gros et de lubrifiants.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont élevés à 2,574 G\$ en 2011, contre 1,538 G\$ en 2010. Cette hausse s'explique principalement par les mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

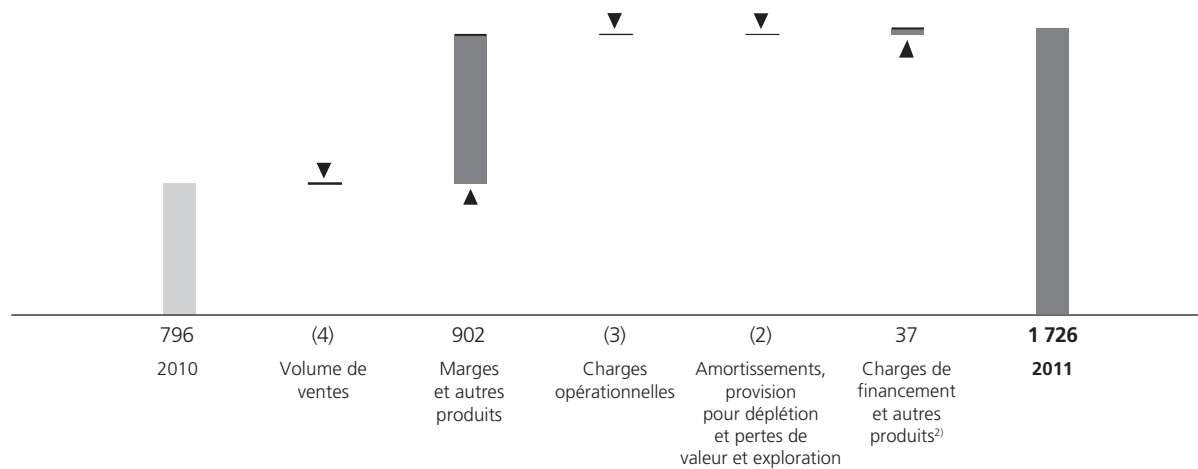
Rapprochement du résultat opérationnel ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Résultat net présenté	1 726	819	407
Ajustement des provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	(23)	67
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	(19)
Résultat opérationnel ²⁾	1 726	796	455

- 1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- 2) Mesures financières hors PCGR. La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et le résultat opérationnel de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)



- 1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent les incidences des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit immédiatement l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.
- 2) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)			
Essence	39,7	41,1	27,6
Distillat ¹⁾	30,4	30,4	18,3
Autres	13,0	15,8	9,0
	83,1	87,3	54,9
Taux d'utilisation des raffineries ^{2), 3)} (%)			
Est de l'Amérique du Nord	94	89	87
Ouest de l'Amérique du Nord	91	95	97
Pétrole brut traité ⁴⁾ (milliers de m ³ /j)			
Est de l'Amérique du Nord	32,0	30,5	29,6
Ouest de l'Amérique du Nord	32,8	34,6	33,6

- 1) Les volumes de ventes de distillat présentés antérieurement ont été ajustés afin de soustraire certains volumes provenant du secteur Sables pétrolifères.
- 2) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de liquides de pétrole brut et de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.
- 3) Les taux d'utilisation sont établis en fonction de la capacité des raffineries avant le 1^{er} janvier 2012.
- 4) Les chiffres présentés pour 2009 ont été ajustés en fonction des transactions réalisées à la suite de la fusion avec Petro-Canada le 1^{er} août 2009, afin qu'ils correspondent aux taux d'utilisation des raffineries.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées en moyenne à 83 100 m³/j en 2011, en comparaison de 87 300 m³/j en 2010. Les ventes d'essence réalisées dans l'est du Canada en 2011 ont diminué par rapport à 2010, ce qui s'explique essentiellement par la baisse de la demande découlant de la montée des prix à la pompe et par les cessions de nombreuses stations-services de détail qui ont été réalisées en 2010 par suite de la fusion, comme l'exigeait le Bureau canadien de la concurrence. La demande de distillat a été forte en 2011; toutefois, les volumes des ventes se sont ressentis de l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers de la raffinerie d'Edmonton, qui a duré un mois. Les ventes de produits de lubrifiants se sont accrues d'environ 5 % comparativement à 2010, grâce surtout à la croissance des ventes de produits à marge plus élevée.

Le taux d'utilisation des raffineries de l'est de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 94 % en 2011, en comparaison de 89 % en 2010. En 2010, le taux d'utilisation de la raffinerie de Sarnia avait subi les contrecoups des interruptions du pipeline d'Enbridge.

Dans l'ouest de l'Amérique du Nord, le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 91 % en 2011, en comparaison de 95 % en 2010. En 2011, le taux d'utilisation de la raffinerie d'Edmonton a souffert de l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers, qui a duré un mois, et de l'arrêt de production attribuable aux travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines réalisés au deuxième

trimestre. Toujours en 2011, le taux d'utilisation de la raffinerie de Commerce City a subi l'incidence des travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines qui ont été exécutés au deuxième trimestre.

En date du 1^{er} janvier 2012, Suncor a révisé à la hausse la capacité nominale de traitement du brut des raffineries de Commerce City et de Montréal en vue de rendre compte des améliorations apportées au chapitre de la fiabilité et de l'exploitation. La capacité de la raffinerie de Commerce City est ainsi passée de 93 000 b/j à 98 000 b/j, et celle de la raffinerie de Montréal, de 130 000 b/j à 137 000 b/j.

Prix et marges

Les marges de raffinage ont été nettement plus élevées en 2011 qu'en 2010, en raison principalement de l'élargissement des marges de craquage et de la baisse des prix du brut qui sont influencés par le prix du WTI, ces facteurs ayant profité à nos raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City durant la majeure partie de 2011. Les marges de raffinage ont également augmenté en 2011 en raison de la montée des prix du brut, des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé ayant été vendus et remplacés par des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était relativement plus élevé.

Les marges de commercialisation dégagées sur les ventes en gros de distillat ont été élevées en 2011 en raison de la forte demande. Des marges appréciables ont également été dégagées sur les produits de lubrifiants, grâce à la forte demande mais aussi à la hausse des ventes de produits à marges plus élevées.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont légèrement augmenté en 2011 par rapport à 2010, en raison principalement de l'accroissement du volume distribué par l'intermédiaire du réseau de vente en gros, lequel a entraîné une hausse des frais de transport et des commissions, partiellement contrebalancé par la diminution de la rémunération fondée sur des actions. Les charges financières et autres produits rendent également compte de l'incidence positive d'un profit lié aux participations de la Société dans des entreprises de commercialisation.

Travaux de maintenance planifiés

Plusieurs arrêts aux fins de maintenance sont prévus pour 2012, mais aucun de l'ampleur de ceux qu'ont nécessités en 2011 les trois programmes de travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City. En 2012, les travaux de maintenance planifiés de la Société porteront sur les unités de traitement du brut des raffineries de Sarnia et de

Commerce City et comprendront des travaux d'entretien mineurs portant sur les unités de valorisation secondaire de chacune des quatre raffineries.

Comparaison des résultats de 2010 et des résultats de 2009

Pour 2010, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net de 819 M\$, en comparaison d'un résultat net de 407 M\$ pour 2009. Le résultat net de 2009 rend compte des retombées négatives associées aux stocks acquis à la juste valeur dans le cadre de la fusion.

Le résultat opérationnel du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffré à 796 M\$ en 2010, en comparaison de 455 M\$ en 2009. Cette hausse résulte

principalement de la fusion, en conséquence de laquelle la capacité de production des raffineries a plus que doublé (passant de 178 000 b/j à 443 000 b/j) et les ventes de produits raffinés se sont accrues d'environ 60 % par rapport à 2009. Le résultat opérationnel a également augmenté grâce à l'amélioration de la fiabilité de l'exploitation, aux fortes marges de craquage réalisées sur le distillat et à l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd et le pétrole brut synthétique léger et sulfureux.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont élevés à 1,538 G\$ en 2010, en comparaison de 921 M\$ en 2009. Cette augmentation tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation

Le segment Négociation de l'énergie continue d'évaluer la possibilité de conclure de nouvelles ententes de transport par pipeline et de stockage en vue des hausses prévues de la capacité de production. D'ici à ce que la Société mène à bien ses projets de croissance dans le secteur Sables pétrolifères, le segment Négociation de l'énergie de Suncor prévoit optimiser les capacités associées aux ententes en vigueur.

Suncor continue d'évaluer les nouvelles occasions d'enrichir son portefeuille dans le secteur de l'énergie renouvelable et étudie actuellement un certain nombre de sites de projet d'énergie éolienne, lesquels sont à divers stades du processus d'évaluation.

Faits saillants de nature financière ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Résultat net	(331)	(448)	104
Résultat opérationnel ²⁾			
Énergie renouvelable	72	33	40
Négociation de l'énergie	149	64	44
Siège social	(346)	(842)	(529)
Éliminations	(22)	11	(93)
	(147)	(734)	(538)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	(246)	(984)	(653)

1) Les données de 2009 ont été préparées selon le référentiel comptable antérieur. Voir la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

2) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. La Société a retraité son résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et a retraité ses résultats opérationnels de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 331 M\$ pour 2011, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 448 M\$ pour 2010. En 2011, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ayant diminué pour passer de 1,01 à 0,98, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 161 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. En 2010, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de

change étant passé de 0,96 à 1,01, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 372 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 147 M\$ pour 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 734 M\$ pour 2010. Les résultats opérationnels sont présentés ci-dessous.

Résultat opérationnel

Rapprochement du résultat opérationnel ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Résultat net	(331)	(448)	104
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	161	(372)	(798)
Pertes de valeur et sorties	23	—	—
Frais de fusion et d'intégration	—	79	151
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	7	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	5
Résultat opérationnel ²⁾	(147)	(734)	(538)

1) Les données de 2009 ont été préparées selon le référentiel comptable antérieur. Voir la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

2) Mesure financière hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et a retraité ses résultats opérationnels de 2009 et de 2010 afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	245	174	177
Volume de production d'éthanol (milliers de m ³)	381,5	206,0	193,7

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un résultat opérationnel de 72 M\$ pour 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel de 33 M\$ pour 2010. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'augmentation des volumes de production d'éthanol et des marges sur les ventes d'éthanol. À la fin de janvier 2011, Suncor a achevé l'agrandissement de son usine d'éthanol en Ontario, ce qui a permis de doubler la capacité de production annuelle de 200 millions de litres pour la porter à 400 millions de litres.

Le total de l'énergie éolienne commercialisée a augmenté, passant de 174 gigawattheures en 2010 à 245 gigawattheures en 2011. En 2011, Suncor a mis en service deux nouveaux projets d'énergie éolienne, soit le projet Wintering Hills, d'une capacité de 88-MW et comptant 55 turbines, situé dans le sud de l'Alberta, et le projet Kent Breeze, d'une capacité de 20-MW et comptant 8 turbines, situé dans le sud-ouest de l'Ontario.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à un résultat opérationnel de 149 M\$ pour 2011, en comparaison de 64 M\$ pour 2010. Cette amélioration s'explique principalement par la mise en œuvre continue des stratégies de négociation du pétrole brut lourd visant à acheter du pétrole brut lourd en Alberta et à l'acheminer vers des marchés où il se négocie à des prix plus avantageux. L'écart de prix entre ces deux endroits a été considérablement plus grand en 2011, à l'instar de l'escompte auquel se négocie le WTI par rapport au Brent.

Siège social

Le siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 346 M\$ pour 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 842 M\$ pour 2010. Le résultat opérationnel de 2010 comprenait une demande de règlement après impôt de 243 M\$ ayant trait aux deux incendies survenus à l'usine de valorisation du secteur Sables pétrolifères, laquelle demande a été payée par la société d'assurance captive de la Société. L'amélioration du résultat opérationnel est aussi attribuable à une augmentation des intérêts incorporés (environ 225 M\$ de plus après impôt) qui a fait en sorte de réduire les coûts d'emprunt passés en charges, ainsi qu'à une diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion attribuable au début de l'amortissement des initiatives en matière d'intégration des systèmes post-fusion de Suncor.

En 2011, la Société a incorporé une tranche de 85 % de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 43 % en 2010. À la suite de la conclusion des transactions avec Total E&P, la Société a recommencé à incorporer les intérêts liés au projet de construction de l'usine de valorisation Voyageur et a commencé à incorporer les intérêts liés aux projets Fort Hills et Joslyn.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères, Syncrude et le secteur Côte Est du Canada, et le secteur Raffinage et commercialisation. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque la Société établit que les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut

ont été vendus à des tiers. En 2011, un profit intersectoriel après impôt de 22 M\$ a été éliminé.

Comparaison des résultats de 2010 et de 2009

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte nette de 448 M\$ pour 2010, en comparaison d'un résultat correspondant à un bénéfice net de 104 M\$ pour 2009. En 2009, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien étant passé de 0,82 à 0,96, ce qui avait entraîné un profit de change

latent après impôt de 798 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Le résultat de 2009 a toutefois subi les contrecoups de la fusion avec Petro-Canada et des coûts d'intégration en découlant, qui ont lourdement pesé sur le résultat.

Pour 2010, le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 734 M\$, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 538 M\$ pour 2009. L'augmentation de la perte en 2010 s'explique par les demandes de règlement payées par la société d'assurance captive de Suncor.

6. ANALYSE DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2011

Faits saillants financiers et opérationnels

Trimestres clos les 31 décembre
(en millions de dollars, sauf indication
contraire)

	2011	2010
Résultat net		
Sables pétrolifères	790	484
Exploration et production	284	386
Raffinage et commercialisation	307	367
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	46	49
Total	1 427	1 286
Résultat opérationnel¹⁾		
Sables pétrolifères	835	345
Exploration et production	372	275
Raffinage et commercialisation	307	366
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(87)	(178)
Total	1 427	808
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾		
Sables pétrolifères	1 417	796
Exploration et production	780	948
Raffinage et commercialisation	534	610
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(81)	(222)
Total	2 650	2 132
Volumes de production (kbp/j)		
Sables pétrolifères	356,8	363,8
Exploration et production	219,7	261,8
Total	576,5	625,6

1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles est présenté ci-dessous. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net de 790 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011, contre 484 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Le résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2011 s'est établi à 835 M\$, contre 345 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Pour le quatrième trimestre de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont élevés à 1,417 G\$, contre 796 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Ces hausses sont principalement attribuables à l'élargissement des marges qui a résulté de la hausse des prix obtenus, de même qu'à l'accroissement de la production et des ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de diesel, des produits à marge plus élevée. Ces facteurs favorables ont toutefois été partiellement neutralisés par la hausse des charges opérationnelles liées à la production *in situ* attribuable principalement à la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag et par la hausse des coûts miniers liée à la nécessité d'extraire

davantage de tonnes de minerai pour maintenir l'offre de bitume dans une zone où le minerai est de moindre qualité et à la nécessité de procéder à l'enlèvement d'une plus importante couche de morts-terrains.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) se sont légèrement accrus, passant de 325,9 kb/j à 326,5 kb/j, grâce à la hausse de la production de bitume provenant de Firebag et à l'augmentation de la quantité de minerai de bitume extraite. La production de bitume *in situ* a augmenté, passant de 85,8 kb/j à 101,4 kb/j, en raison surtout de l'accroissement de la production de la première plateforme d'exploitation de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag et des puits intercalaires récemment achevés aux plateformes d'exploitation existantes de Firebag. En ce qui a trait aux Coentreprises des Sables pétrolifères, la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a fléchi pour s'établir à 30,3 kb/j, en comparaison de 37,9 kb/j, en raison surtout de problèmes opérationnels à l'une des usines d'hydrogène et l'une des unités de cokéfaction.

Exploration et production

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 284 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net de 386 M\$ au quatrième trimestre de 2010. Le résultat net du quatrième trimestre de 2011 tient compte d'une perte de valeur après impôt d'un montant net de 57 M\$ inscrite essentiellement relativement à certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la baisse des prix du gaz naturel. Le résultat net du quatrième trimestre de 2010 a été favorisé par des ajustements après impôt de 186 M\$ liés à la nouvelle détermination de la participation directe de Suncor dans Terra Nova, mais défavorisé par des pertes de valeur après impôt et des sorties d'un montant de 96 M\$ se rapportant aussi à certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la baisse des prix du gaz naturel.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production pour le quatrième trimestre de 2011 s'est établi à 372 M\$, contre 275 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Cette hausse est essentiellement attribuable à la hausse des prix obtenus, en partie contrebalancée par l'incidence de la diminution des volumes de production, de la provision comptabilisée au titre des débiteurs relatifs à la production en Syrie et de la hausse des redevances qui reflète un accroissement de la proportion de production invendue en Libye.

Les volumes de production se sont établis à 219,7 kbp/j au quatrième trimestre de 2011, contre 261,8 kbp/j au quatrième trimestre de 2010. Le recul des volumes de production s'explique essentiellement par la cession d'actifs non essentiels et la diminution de la production en Libye pendant la reprise de la production qui a suivi la levée des sanctions.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 780 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en baisse par rapport à 948 M\$ au quatrième trimestre de 2010. La diminution s'explique principalement par l'inclusion, dans les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du quatrième trimestre de 2010, du profit résultant de la modification du pourcentage de participation directe de Suncor dans le champ pétrolifère Terra Nova.

Raffinage et commercialisation

Le résultat net et le résultat opérationnel du secteur Raffinage et commercialisation se sont établis à 307 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011, contre un résultat net de 367 M\$ et un résultat opérationnel de 366 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Pour le quatrième trimestre de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont élevés à 534 M\$, contre 610 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010.

Les volumes de vente ont reculé, passant de 89 200 m³/j à 81 600 m³/j. Ce recul est principalement attribuable à une diminution de la production de pétrole brut à la raffinerie d'Edmonton par suite de l'arrêt, pendant un mois, de l'approvisionnement en hydrogène par un tiers fournisseur. Les volumes de vente ont aussi diminué par suite d'un affaiblissement de la demande de mazout domestique dans l'ensemble du réseau de vente au détail dans l'est du Canada, en raison surtout du temps plus doux.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Le résultat net de ce secteur s'est établi à 46 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011, contre un résultat net de 49 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Au quatrième trimestre de 2011, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ayant augmenté pour passer de 0,95 à 0,98, ce qui a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 156 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au quatrième trimestre de 2010, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change étant passé de 0,97 à 1,01, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 252 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Pour le quatrième trimestre de 2011, le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 87 M\$, contre un résultat opérationnel correspondant à une perte de 178 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. La baisse de la perte d'exploitation est principalement attribuable à une hausse des intérêts incorporés qui s'explique par un plus grand nombre de projets d'envergure en cours de construction. Cette baisse a été en partie compensée par une hausse du résultat tiré des activités liées à l'énergie renouvelable attribuable à un accroissement de la production d'éthanol par suite de l'agrandissement des installations, à un accroissement des produits de négociation d'énergie attribuable aux écarts de prix entre le marché de l'Alberta et les marchés de la côte américaine du golfe du Mexique pour le pétrole brut lourd et à une diminution de la rémunération fondée sur des actions.

Résultat opérationnel ¹⁾

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Résultat net déjà établi	790	484	284	386	307	367	46	49	1 427	1 286
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(156)	(252)	(156)	(252)
Pertes de valeur et sorties	35	2	57	96	—	—	23	—	115	98
Perte (profit) sur cessions importantes	10	—	—	(21)	—	—	—	—	10	(21)
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	31	—	—	(1)	—	7	31	6
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	(48)	—	—	—	—	—	—	—	(48)
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova	—	—	—	(186)	—	—	—	—	—	(186)
Modification de la méthode d'évaluation du bitume	—	(93)	—	—	—	—	—	—	—	(93)
Frais de fusion et d'intégration	—	—	—	—	—	—	—	18	—	18
Résultat opérationnel	835	345	372	275	307	366	(87)	(178)	1 427	808

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Résultat net	790	484	284	386	307	367	46	49	1 427	1 286
Ajustements au titre des éléments suivants :										
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	392	308	474	530	118	114	39	26	1 023	978
Impôt sur le résultat différé	270	140	(30)	11	92	134	(10)	(64)	322	221
Augmentation des passifs	18	52	16	42	1	—	—	—	35	94
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(179)	(290)	(179)	(290)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	(66)	—	—	17	—	34	34	51	(32)
Perte (profit) à la cession d'actifs	16	3	(9)	(26)	(5)	(11)	—	38	2	4
Rémunération fondée sur des actions	31	11	8	29	19	27	21	39	79	106
Frais d'exploration	—	—	—	10	—	—	—	—	—	10
Autres	(100)	(136)	37	(34)	(15)	(21)	(32)	(54)	(110)	(245)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 417	796	780	948	534	610	(81)	(222)	2 650	2 132
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(47)	(186)	9	(74)	587	(8)	(396)	(120)	153	(388)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 370	610	789	874	1 121	602	(477)	(342)	2 803	1 744

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Faits saillants financiers et opérationnels

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010
Production totale (kbep/j)	576,5	546,0	460,0	601,3	625,6	635,5	633,9	564,6
Sables pétrolifères	356,8	362,5	277,2	360,6	363,8	338,3	334,4	234,6
Exploration et production	219,7	183,5	182,8	240,7	261,8	297,2	299,5	330,0
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	10 077	10 494	9 510	9 256	8 982	7 717	8 174	7 130
Autres produits ¹⁾	60	184	77	132	358	(45)	287	1
	10 137	10 678	9 587	9 388	9 340	7 672	8 461	7 131
Résultat net	1 427	1 287	562	1 028	1 286	1 224	540	779
par action ordinaire (en dollars)								
De base	0,91	0,82	0,36	0,65	0,82	0,78	0,35	0,50
Dilué	0,91	0,76	0,31	0,65	0,82	0,78	0,34	0,46
Résultat opérationnel ²⁾	1 427	1 789	980	1 478	808	617	839	370
par action ordinaire – de base ²⁾ (en dollars)	0,91	1,14	0,62	0,94	0,52	0,39	0,54	0,24
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	2 650	2 721	1 982	2 393	2 132	1 630	1 770	1 124
par action ordinaire – de base ²⁾ (en dollars)	1,69	1,73	1,26	1,52	1,36	1,04	1,13	0,72
RCI ^{2),3)} (en pourcentage, sur 12 mois)	13,8	13,4	11,1	12,5	11,4	9,3	7,9	4,8
Information sur les actions ordinaires								
Dividende par action ordinaire (en dollars)	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	29,38	26,76	37,80	43,48	38,28	33,50	31,33	33,03
Bourse de New York (\$ US)	28,83	25,44	39,10	44,84	38,29	32,55	29,44	32,54

- 1) En 2011, la Société a effectué un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Il a été établi que la nature et l'objet des transactions antérieurement présentées au montant brut dans les produits et les charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie aux états consolidés du résultat global ont évolué de telle sorte qu'il est maintenant plus approprié de les présenter au montant net. Voir la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du présent rapport de gestion.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 3) Exclut les coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	94,05	89,75	102,55	94,10	85,20	76,20	78,05
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	109,00	113,40	117,30	104,95	86,50	76,85	76,25
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	5,55	14,80	14,05	15,65	10,85	9,35	6,50
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	98,20	92,50	103,85	88,40	80,70	74,90	80,95
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	10,45	17,65	17,65	22,85	18,10	15,65	9,05
Condensat à Edmonton	\$ US/b	108,70	101,65	112,40	98,35	85,70	74,50	84,65
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AEEO	\$ CA/kpi ³	3,40	3,70	3,75	3,80	3,60	3,50	3,85
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	22,80	36,45	29,25	19,40	12,20	9,60	12,50
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,20	33,30	29,70	16,45	9,20	10,15	5,65
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	26,45	36,50	29,35	21,40	13,50	16,60	8,55
Côte du golfe du Mexique, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,40	33,10	27,30	18,50	8,50	8,60	7,70
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,98	1,02	1,03	1,01	0,99	0,96	0,97
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,98	0,95	1,04	1,03	1,01	0,97	0,98

- 1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation relativement aux régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir des répercussions des travaux de maintenance planifiés majeurs, comme ceux qui ont été exécutés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base à l'usine de valorisation 2 au deuxième trimestre de 2011, ainsi que par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change, facteurs qui sont résumés ci-dessus et analysés à la rubrique « Information financière consolidée – Contexte commercial » du présent rapport de gestion.

Les résultats de Suncor pour les huit derniers trimestres rendent compte des conséquences de plusieurs événements importants :

- Au premier trimestre de 2010, deux incendies survenus aux usines de valorisation ont réduit la production du secteur Sables pétrolifères et considérablement nuï aux résultats.
- Dans le cadre de son réaligement stratégique qui a suivi la fusion avec Petro-Canada, Suncor s'est départie de plusieurs actifs non essentiels du secteur Exploration et production en 2010 et en 2011. La diminution des volumes de production en 2011 est en partie attribuable à la cession de ces actifs. De plus, les profits et pertes qui ont découlé de la cession de ces actifs ont eu des effets non récurrents sur le résultat net des trimestres au cours desquels ils ont été enregistrés.

Le résultat net des huit derniers trimestres a également varié par suite d'autres ajustements non récurrents, dont les suivants :

- Le résultat net du quatrième trimestre de 2011 tient compte de pertes de valeur et de sorties après impôt de 115 M\$, inscrites principalement à l'égard de biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la baisse des prix du gaz naturel et à l'égard des stocks de pétrole brut par suite d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2011 tient compte de pertes de valeur de 514 M\$ (déduction faite d'impôt de néant; 11 M\$ ayant été repris par la suite en 2011) subies à l'égard des actifs en Libye par suite de l'arrêt de la production qu'a entraîné l'agitation politique dans ce pays, qui a fait aussi reculer le volume de production enregistré pour 2011.
- Le résultat net du premier trimestre de 2011 reflète un ajustement de 442 M\$ de la charge d'impôt différé découlant d'une hausse, par le gouvernement du Royaume-Uni, du taux d'imposition s'appliquant aux profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2010 tenait compte d'un profit après impôt de 186 M\$ au titre de la nouvelle détermination des participations directes dans le champ pétrolifère Terra Nova et d'un recouvrement de redevances après impôt de 93 M\$ ayant trait à la modification du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2010 tient compte de sorties après impôt de 141 M\$ relativement à des actifs du secteur Sables pétrolifères – Activités de base & qui étaient utilisés dans le cadre d'un projet d'élaboration d'un nouveau processus d'extraction qui a été abandonné.

8. MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

La mise à jour concernant les dépenses en immobilisations renferme des renseignements de nature prospective. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent document pour connaître les principaux risques et hypothèses sous-jacents aux renseignements prospectifs.

Dépenses en immobilisations et frais d'exploration

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
Sables pétrolifères	5 100	3 709	2 831
Exploration et production	874	1 274	986
Raffinage et commercialisation	633	667	380
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	243	360	70
Total des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration	6 850	6 010	4 267
Intérêts incorporés (compris dans les chiffres ci-dessus)	559	301	136

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ne tiennent pas compte de l'achat de la participation de la Société dans le projet Joslyn, qui est présenté comme une acquisition au tableau consolidé des flux de trésorerie audité.

Sables pétrolifères

En 2011, les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 5,100 G\$. Les dépenses de croissance de 2011 ont été affectées essentiellement aux projets d'envergure suivants :

- En ce qui concerne la troisième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses en immobilisations engagées en 2011 se sont chiffrées à 570 M\$, ce qui porte le total des dépenses relatives à ce projet à 4,370 G\$. En 2011, la Société a achevé la construction de toutes les plateformes d'exploitation et des installations de traitement centralisée. La production de bitume a commencé à la première plateforme d'exploitation en juillet. La Société injecte actuellement de la vapeur dans les deuxième et troisième plateformes de puits, et elle s'attend à enregistrer la première production de bitume au premier semestre de 2012. La troisième phase d'agrandissement de Firebag devrait atteindre une production optimale d'ici 18 à 24 mois.
- En ce qui a trait à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses en immobilisations engagées en 2011 se sont élevées à 670 M\$, ce qui porte à 1,2 G\$ le total des dépenses affectées à ce projet. La construction de l'infrastructure, des installations de traitement centralisé, des unités de cogénération et des deux plateformes d'exploitation s'est poursuivie. Une partie de l'infrastructure requise pour la quatrième phase d'agrandissement a été construite dans le cadre de la troisième phase.
- La Société a terminé la construction de l'unité d'hydrogène du projet MNU, qui a produit de

l'hydrogène en décembre 2011 et en janvier 2012 avant d'être mise hors circuit en vue de modifications mineures avant la poursuite de sa mise en service. La Société prévoit que l'unité d'hydrogène pourra donner le rendement escompté d'ici le début du deuxième semestre de 2012.

- La Société a commencé à extraire du minerai dans le prolongement nord de la mine de Steepbank vers la fin de 2011, et les travaux devraient s'intensifier au cours des 12 prochains mois. Ce projet (projet NSE) vise la mise en valeur d'une nouvelle zone de ressource et devrait permettre d'accroître la productivité de l'ensemble des activités d'exploitation minière et de réduire les charges opérationnelles en évitant les engorgements à la zone minière Millenium et en réduisant les distances moyennes de transport. La Société a demandé aux autorités de réglementation l'autorisation d'étendre la zone d'exploitation visée par ce projet. Si cette modification est approuvée, la nouvelle zone ainsi élargie devrait accroître la quantité de bitume récupérable.

En 2011, la Société a affecté 622 M\$ à la mise en œuvre de son projet d'infrastructure TRO^{MC} et un montant additionnel de 110 M\$ à la construction d'installations de séchage des résidus. Le projet d'infrastructure comprenait la construction d'un système de pompage et d'un réseau de canalisation destinés à l'évacuation des résidus et des eaux usées pour l'ensemble du secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

Pour 2011, les autres dépenses en immobilisations importantes visaient principalement les travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, l'acquisition d'un terrain adjacent à l'un de nos biens d'extraction de sables pétrolifères, la préparation du projet NSE, des travaux majeurs de rénovation et de soudage aux unités de cokéfaction, le projet de remplacement de trains miniers à Syncrude et la reprise de nos projets de Fort Hills et de l'usine de valorisation Voyageur.

Exploration et production

Le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 874 M\$ en 2011.

En ce qui a trait aux activités de la côte Est du Canada, les dépenses en immobilisations ont essentiellement porté sur le remplacement d'une conduite d'écoulement en vue de remédier en partie à la présence d'H₂S et le forage et la complétion d'un nouveau puits de production à Terra Nova, la poursuite d'Hibernia Sud, la complétion (et l'entrée en production) du premier de deux puits d'essai dans le champ West White Rose qui fait partie des extensions de White Rose, le forage d'un puits d'exploration dans la zone Ballicatters et les travaux d'ingénierie préliminaires et activités de mise en valeur à Hebron.

En ce qui a trait aux activités du secteur International en mer du Nord, les dépenses en immobilisations ont essentiellement porté sur la mise en service de la quatrième plateforme à Buzzard, installée en vue d'enlever le H₂S de la production de pétrole de certains secteurs du champ, les activités préalables à l'autorisation des dépenses et la conception préliminaire en ce qui concerne Golden Eagle, qui a reçu l'autorisation des autorités de réglementation et de son partenaire au cours de l'exercice, le forage exploratoire dans la zone Butch au large de la Norvège où une découverte a été faite et l'acquisition de nouveaux permis d'exploration au large de la Norvège (quatre d'exploitation et un hors exploitation) et du R.-U. (un d'exploitation et un hors exploitation).

En ce qui a trait aux activités du secteur International en Libye et en Syrie, les dépenses en immobilisations ont été limitées en 2011. Les activités ont été suspendues en Libye

pour la majeure partie de 2011. La Société a achevé un puits de production de pétrole en Syrie, avant de suspendre la mise en œuvre de son programme de forage à la fin du premier semestre en raison de l'agitation politique, et avant l'introduction des sanctions qui ont amené Suncor à arrêter toutes ses activités en Syrie en décembre 2011.

En ce qui a trait aux activités terrestres en Amérique du Nord, les dépenses en immobilisations ont essentiellement porté sur la mise en valeur de puits de production dans les zones Wilson Creek et Ferrier et dans la formation pétrolière Cardium, et sur les activités d'exploration dans la zone Kobes et la formation de gaz de schiste Montney.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 633 M\$ en 2011. Elles ont été affectées à divers projets, dont un projet visant à réduire la teneur en benzène de l'essence produite à la raffinerie de Commerce City qui devrait être achevé d'ici le deuxième trimestre de 2012.

Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations

En 2011, dans le cadre des activités du secteur Énergie renouvelable, la Société a achevé la construction et la mise en service des projets d'énergie éolienne Wintering Hills et Kent Breeze, ainsi que les travaux d'agrandissement de l'usine d'éthanol.

Les dépenses en immobilisations du siège social ont porté essentiellement sur le projet de Suncor visant à intégrer les systèmes d'information d'avant la fusion dans une plateforme commune.

Mise à jour sur les projets de croissance d'envergure

Description	Coût estimatif (en millions de dollars)	Dépenses liées au projet à ce jour (en millions de dollars)	Achèvement prévu	Estimation des travaux d'ingénierie achevés (%)	Estimation des travaux de construction achevés (%)	
En exploitation						
Troisième phase d'agrandissement de Firebag	62,5 kb/j de bitume	4 400	4 370	T1 2012	100	100
Quatrième phase d'agrandissement de Firebag	62,5 kb/j de bitume	2 000 (± 10 %)	1 189	T1 2013	99	60
Hors exploitation¹⁾						
Golden Eagle	70 kbep/j (brut)	880 (± 10 %)	64	T4 2014		

1) Coût estimatif selon l'exploitant de Golden Eagle, Nexen Petroleum U.K. Limited. Les pourcentages de travaux achevés n'ont pas été fournis pour les projets hors exploitation.

Le tableau ci-dessus présente, au 31 décembre 2011, un aperçu et une mise à jour des projets de croissance

majeurs dont la mise en valeur a été autorisée par la Société. Les autres projets de croissance, comme les

projets d'extraction de sables pétrolifères de Fort Hills et Joslyn et l'usine de valorisation Voyageur, n'ont pas encore fait l'objet d'une décision d'investissement définitive de la part du conseil d'administration de la Société. La rubrique « Autres projets d'investissement », présentée plus loin, traite de ces projets.

La troisième phase d'agrandissement de Firebag est presque achevée. La Société prévoit mettre en service les unités de cogénération au premier trimestre de 2012. L'augmentation graduelle de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement se poursuit, et la Société prévoit atteindre une production optimale au deuxième semestre de 2013. La capacité de production de bitume prévue des installations de la troisième phase est de 62 500 b/j.

En 2012, le capital de croissance sera principalement affecté à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag. La Société prévoit poursuivre en 2012 la construction des deux plateformes d'exploitation, des installations de traitement centralisé et des unités de cogénération, et

Autres projets d'investissement

Suncor prévoit aussi que les dépenses en immobilisations de 2012 seront axées sur les projets et initiatives suivants :

Activités de base du secteur Sables pétrolifères

Suncor poursuivra la mise en œuvre de sa technologie de remise en état des résidus TROMC dans l'ensemble du secteur Sables pétrolifères – Activités de base. Le projet d'infrastructure devrait être achevé d'ici le quatrième trimestre de 2012. La Société prévoit aussi construire de nouvelles installations de séchage des résidus.

Les autres dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base devraient être axées sur les investissements de maintien, qui visent à maintenir les capacités de production des installations existantes, et comprennent le coût des travaux de maintenance planifiés, le remplacement des catalyseurs, des camions et des pelles et les remplacements relatifs aux services publics, aux routes et aux autres installations.

In Situ

Les dépenses en immobilisations devraient être axées sur la poursuite de la construction des plateformes d'exploitation à Firebag et à MacKay River et du programme de forage de puits intercalaires à Firebag. Ces activités, distinctes des travaux d'agrandissement des troisième et quatrième phases de Firebag, permettent d'assurer l'approvisionnement futur en bitume pour les installations de traitement centralisé, suppléant ainsi au déclin naturel de la production des puits plus anciens.

commencer à injecter de la vapeur dans une première plateforme d'exploitation au quatrième trimestre de 2012, afin de permettre la production initiale de pétrole à la fin du premier trimestre de 2013. La capacité de production de bitume prévue des installations de la quatrième phase est aussi de 62 500 b/j.

Le projet de mise en valeur des champs de la zone Golden Eagle dans la partie britannique de la mer du Nord comprend des installations autonomes conçues pour une production brute de 70 000 bep/j. Les activités de mise en valeur de la zone Golden Eagle en 2012 devraient être axées sur la construction et la fabrication d'installations en surface et d'un treillis pour la plateforme gravitaire fixe.

Des risques sont associés aux coûts estimatifs du projet fournis par Suncor. Ainsi, les coûts réels peuvent différer des estimations, et l'écart pourrait être important. Certains de ces risques sont décrits à la section « Exécution de projets et risque lié au partenaire » de la rubrique « Facteurs de risque » du présent rapport de gestion.

Coentreprises des Sables pétrolifères

En 2013, la Société prévoit présenter pour autorisation au conseil d'administration de Suncor le budget relatif à la mise en valeur du projet d'usine de valorisation Voyageur et des projets Fort Hills et Joslyn. Pour 2012, Suncor prévoit affecter ses dépenses en immobilisations de la manière suivante :

- Les dépenses relatives au projet d'usine de valorisation Voyageur viseront la validation de l'étendue du projet, l'élaboration du plan d'exécution du projet, les travaux d'ingénierie et la préparation du site.
- Les dépenses relatives au projet Fort Hills viseront la validation des plans de conception, la préparation du site et l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison.
- Les dépenses relatives au projet Joslyn viseront la poursuite des travaux de conception, les travaux d'ingénierie préliminaires et la préparation du site.

Les dépenses en immobilisations visant Syncrude en 2012 devraient porter essentiellement sur le remplacement du train minier de la mine Mildred Lake, sur le déplacement du train minier de la mine Aurora et sur la durabilité des initiatives de maintenance.

Exploration et production

La Société prévoit que le deuxième puits d'essai dans le champ West White Rose des extensions White Rose, dans

lequel elle prévoit injecter de l'eau, sera achevé au deuxième trimestre de 2012. Conjugés aux résultats d'autres évaluations en cours, les résultats du projet de puits d'essai aideront à délimiter l'étendue des futurs travaux de mise en valeur du champ West White Rose.

La demande d'approbation du plan de développement d'Hebron a été soumise à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers le 15 avril 2011. La Société prévoit terminer les travaux d'ingénierie préliminaires, amorcer la conception détaillée et attribuer les contrats de construction majeurs en 2012. Elle s'attend à ce que les autorités de réglementation donnent leur approbation en 2012 et que les propriétaires de coentreprises prennent par la suite une décision quant à l'autorisation des dépenses.

Les autres dépenses en immobilisations visant les activités du secteur Côte Est du Canada devraient porter sur le forage de développement à Terra Nova, à Hibernia et à White Rose, sur le remplacement de la tête d'injection de la navette de stockage à bord et de déchargement et sur les activités visant à remédier à la présence d'H₂S à Terra

Nova, la maintenance du système de propulsion de la navette de stockage à bord et de déchargement de White Rose et l'approvisionnement en matériel sous-marin pour la mise en valeur d'Hibernia Sud.

La Société a réservé un appareil de forage en vue de forer, aux termes du permis PL375, un troisième puits d'évaluation portant sur le nouveau gisement découvert dans la zone Beta, située dans la partie de la mer du Nord se trouvant au large de la Norvège. Les travaux de forage devraient débiter au premier trimestre de 2012. Suncor a réservé un appareil de forage en vue de forer un puits d'exploration dans la zone visée par la coentreprise Romeo dans la partie britannique de la Mer du Nord et prévoit aussi participer au forage d'un puits d'exploration non exploité dans la partie norvégienne de la Mer du Nord. La Société prévoit commencer le forage de ces deux puits en 2012.

En ce qui a trait aux activités terrestres en Amérique du Nord, la Société prévoit poursuivre l'exploration de la formation pétrolière Cardium et de la formation de gaz de schiste de Montney.

9. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2011	2010
Fonds de roulement ¹⁾	786	1 148
Dette à court terme	763	1 984
Tranche courante de la dette à long terme	12	518
Dette à long terme	10 004	9 829
Dette totale	10 779	12 331
Moins la trésorerie et ses équivalents	3 803	1 077
Dette nette	6 976	11 254
Capitaux propres	38 600	35 192
Dette totale majorée des capitaux propres	49 379	47 523
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en pourcentage)	22	26
1) Actifs courants moins passifs courants, à l'exclusion de la trésorerie et de ses équivalents, de la dette à court terme, de la tranche courante de la dette à long terme et des actifs et passifs courants associés aux actifs détenus en vue de la vente.		
Périodes de douze mois closes les 31 décembre	2011	2010
Rendement du capital investi (en pourcentage) ¹⁾		
Compte non tenu des projets importants en cours	13,8	11,4
Compte tenu des projets importants en cours	10,1	8,2
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾ (en nombre de fois)	0,7	1,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	10,7	8,8
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ^{2),4)}	16,4	11,7

- Mesure financière hors PCGR. Les calculs aux fins du RCI sont expliqués à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés.
- Somme des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2012, soit 7,5 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de

raffinage et de commercialisation, les charges opérationnelles, l'impôt, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles s'est établi à 0,7 fois, ce qui est conforme à l'objectif de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois.

En 2011, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont progressé de 2,726 G\$ pour s'établir à 3,803 G\$, par suite essentiellement de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et de l'obtention du produit net des transactions avec Total E&P. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la réduction par la Société de sa dette à court terme de 1,221 G\$ et par le remboursement de 500 M\$ de billets à moyen terme échéant en 2011, ainsi que par la hausse des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration, le versement de 500 M\$ aux actionnaires dans le cadre du programme de rachat d'actions et la hausse de 10 % du dividende trimestriel de la Société (pour le porter à 0,11 \$ par action ordinaire) déclaré au deuxième trimestre de 2011.

Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 4,428 G\$ au 31 décembre 2011, contre 5,289 G\$ au 31 décembre 2010.

Le tableau qui suit présente un aperçu des facilités de crédit disponibles et utilisées :

(en millions de dollars)

Facilité entièrement renouvelable d'une durée d'un an, échéant en 2013	2 000
Facilités entièrement renouvelables d'une durée de quatre ans, échéant en 2013	203
Facilité entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2016	3 000
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	612
Total des facilités de crédit disponibles	5 815
Moins :	
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	761
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	626
Total des facilités de crédit inutilisées	4 428

Activités de financement

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité pour Suncor compte tenu des plans de croissance à long terme de la Société. La direction de Suncor croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Au 31 décembre 2011, la dette nette de Suncor s'élevait à 6,976 G\$, contre 11,254 G\$ au 31 décembre 2010.

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)

Dette nette au 31 décembre 2010	11 254
Diminution de la dette nette	(4 278)
Dette nette au 31 décembre 2011	6 976
Diminution de la dette nette	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	9 746
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration et autres investissements	(6 856)
Produit des cessions, déduction faite des coûts d'acquisition	2 232
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(451)
Rachat d'actions ordinaires	(500)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et autres	268
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	(161)
	4 278

La Société prévoit maintenir l'accès à l'emprunt de papier commercial à court terme à des taux concurrentiels en gardant la dette à court terme aux niveaux actuels. En 2011, la Société a remplacé la majeure partie de sa dette à court terme par du papier commercial libellé en dollars américains.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et équivalents de trésorerie. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements devraient avoir une notation élevée. Au 31 décembre 2011, l'échéance moyenne pondérée du portefeuille de placements à court terme était de 31 jours. En 2011, la Société a gagné un produit d'intérêts d'environ 21 M\$ sur les placements de ce portefeuille.

Les intérêts sur la dette de Suncor (compte non tenu des intérêts inscrits à l'actif) se sont élevés à 661 M\$ en 2011, contre 704 M\$ en 2010. Cette diminution s'explique par la diminution de la dette à court terme et le remboursement des billets à moyen terme. Les swaps de taux d'intérêt fixe-variable sur la dette à long terme de la Société en place au 31 décembre 2010 sont venus à échéance au cours de l'exercice, leur échéance coïncidant avec le remboursement des billets à moyen terme.

La Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de présenter une offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (TSX), offre aux termes de laquelle la Société pourra racheter ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 500 M\$. L'offre a été annoncée le 20 août 2011 et est entrée en vigueur le 6 septembre 2011. Au 31 décembre 2011, la Société avait racheté des actions ordinaires d'une valeur de 500 M\$. Dans le cadre de l'offre, la Société a racheté 17 128 065 actions à un prix moyen de 29,19 \$ l'action en 2011. Toutes les actions ordinaires acquises aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités ont été annulées.

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses titres d'emprunt auprès du public et à ses emprunts bancaires. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 60 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2011, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 22 % (26 % au 31 décembre 2010). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités opérationnelles.

Notations

L'information sur les notations de la Société présentée ci-après est fournie parce que les notes obtenues par la Société influent sur le coût de ses capitaux empruntés et sur sa liquidité. Tout changement dans les notations de la Société y est mentionné. La capacité de la Société à obtenir des emprunts non garantis ou garantis à un coût raisonnable dépend avant tout du maintien de notes élevées. Un abaissement des notes de la Société pourrait compromettre sa capacité à obtenir du financement, à accéder aux marchés des capitaux et à conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture à

un coût raisonnable dans le cours normal de ses activités, et pourrait également faire en sorte qu'elle doive consentir des garanties supplémentaires à l'égard de certains contrats.

Les notations de la dette de premier rang à long terme de la Société se présentent comme suit :

Dette de premier rang à long terme	Note	Perspectives à long terme
Standard & Poor's	BBB+	Stables
Dominion Bond Rating Service	A (bas)	Stables
Moody's Investor Services	Baa2	Positives

Les notations du papier commercial de la Société se présentent comme suit :

Papier commercial	Notation \$ CA	Notation \$ US
Standard & Poor's	A-1 (bas)	A-2
Dominion Bond Rating Service	R-1 (bas)	Non noté
Moody's Investor Services	Non noté	P-2

En 2011, Moody's a révisé à la hausse ses perspectives concernant la dette de premier rang à long terme, les faisant passer de stables à positives, et Suncor a fait son entrée sur le marché boursier américain pour le papier commercial libellé en dollars américains. Mis à part ce changement, les notations sont demeurées inchangées depuis le 31 décembre 2010.

Actions en circulation

31 décembre 2011 (en milliers)

Actions ordinaires	1 558 636
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	59 178
Options sur actions ordinaires – exerçables	39 482

Au 17 février 2012, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 561 658 318 et le nombre total d'options sur actions ordinaires, exerçables et non exerçables, en circulation s'élevait à 60 712 741. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables.

(en millions de dollars)	Total	Montants à payer par période			Par la suite
		2012	De 2013 à 2014	De 2015 à 2016	
Emprunts à terme fixe et renouvelable ¹⁾	10 287	762	725	—	8 800
Versements d'intérêts sur les emprunts à terme fixe	10 607	596	1 181	1 129	7 701
Remboursements des contrats de location-financement	1 026	53	106	109	758
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ²⁾	7 275	426	887	309	5 653
Contrats de location simple et engagements de transport par pipeline et de services énergétiques	13 633	1 080	2 088	1 680	8 785
Engagements de travaux d'exploration	608	287	286	35	—
Autres obligations à long terme ³⁾	691	335	320	36	—
Total	44 127	3 539	5 593	3 298	31 697

1) Comprend des emprunts remboursables au gré de Suncor.

2) Représente le montant non actualisé des obligations liées à la remise en état des sols, le traitement des résidus et la remise en état des lieux.

3) Comprend la prime à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production en Libye et les obligations d'achat liées à Fort Hills. Se reporter à la note intitulée « Autres passifs à long terme » des états financiers consolidés audités de 2011.

Outre les obligations exécutoires et juridiquement contraignantes qui sont quantifiées dans le tableau ci-dessus, Suncor a d'autres obligations en matière de produits et de services qu'elle a assumées dans le cours normal de ses activités et qu'elle peut résilier moyennant un bref préavis, y compris des engagements visant l'achat de marchandises pour lesquelles il existe un marché actif et fortement liquide et qui sont destinées à la revente peu après l'achat.

La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence notable, actuelle ou future, sur sa situation financière ou ses résultats opérationnels, y compris ses ressources en matière de trésorerie et de capital.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés, comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro. Nous avons recours à ces contrats pour couvrir le risque lié à l'achat et à la vente de marchandises, pour gérer l'exposition aux taux d'intérêt et pour couvrir les risques propres à des transactions précises. Les profits ou les pertes à la réévaluation et au règlement des contrats dérivés utilisés pour ces activités de gestion des risques sont constatés au poste « Autres produits » de l'état consolidé du résultat global. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, l'incidence avant impôt de nos activités de gestion des risques correspond à une perte de 22 M\$ (profit avant impôts de 89 M\$ en 2010).

Dans le cadre de ses activités de négociation de l'énergie, Suncor a recours à des contrats dérivés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés ainsi qu'à d'autres contrats dérivés pour générer un profit net, constaté au poste « Autres produits ». Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, l'incidence avant impôt pour nos activités de négociation de l'énergie correspond à un bénéfice de 301 M\$ (profit avant impôt de 106 M\$ en 2010).

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Juste valeur des contrats au début de la période	(74)	(359)
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	(239)	90
Variation de la juste valeur durant la période	279	195
Juste valeur des contrats dérivés à la fin de la période	(34)	(74)

En 2011, des swaps de taux d'intérêt classés comme couvertures de juste valeur et se rapportant à des emprunts à taux fixe de 200 M\$ sont arrivés à échéance. Au 31 décembre 2010, la juste valeur des swaps de taux d'intérêt correspondait à un actif de 8 M\$. Suncor n'appliquait la comptabilité de couverture à aucun de ses contrats dérivés au 31 décembre 2011.

La juste valeur des dérivés liés aux activités de gestion des risques et aux activités de négociation de l'énergie est

comptabilisée comme suit à l'état consolidé de la situation financière :

Juste valeur des contrats dérivés aux 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Débiteurs	37	27
Créditeurs	(71)	(93)
	(34)	(66)

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Suncor pourrait subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés n'étaient pas en mesure d'honorer leurs obligations aux termes de ces contrats. La Société atténue ce risque en concluant des contrats avec des contreparties jouissant de notations élevées. En outre, la direction procède à des examens périodiques des notations de ces contreparties et du risque de crédit qu'elles peuvent présenter. L'exposition de la Société est limitée aux contreparties qui ont conclu des contrats sur instruments dérivés ayant des justes valeurs nettes positives à la date de présentation de l'information financière.

Les activités de gestion des risques de Suncor font l'objet d'examen périodiques par la direction, qui visent à déterminer les besoins de la Société en matière de couverture en fonction de son seuil de tolérance à l'égard du risque de volatilité du marché et de ses besoins en flux de trésorerie stables pour financer sa croissance future. Les activités de négociation de l'énergie sont gérées par un groupe de gestion des risques distinct, qui examine et contrôle les pratiques et les politiques et effectue une vérification et une évaluation indépendantes de ces activités.

Il convient de se reporter à la note intitulée « Instruments financiers et gestion des risques » des états financiers consolidés audités 2011 de Suncor pour obtenir plus d'informations sur nos instruments financiers dérivés, notamment pour connaître les hypothèses retenues dans le calcul de la juste valeur, pour obtenir une analyse de sensibilité décrivant l'effet des fluctuations des cours des marchandises sur nos contrats financiers dérivés et une analyse plus détaillée des risques auxquels nous sommes exposés et des mesures que nous mettons en œuvre pour les atténuer.

Proposition de budget fédéral canadien

Le 15 décembre 2011, le projet de loi C-13 a reçu la sanction royale et il est maintenant considéré adopté aux termes des IFRS. La nouvelle législation limite les possibilités de report pour les sociétés de personnes, change le traitement futur des acquisitions de concessions de sables pétrolifères, qui passeront de frais d'aménagement au Canada à des frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz, et change le traitement futur des frais d'aménagement préalable à la production pour les sables pétrolifères, qui passeront de frais d'exploration au Canada à des frais d'aménagement au Canada.

La Société a évalué la nouvelle réglementation et prévoit que celle-ci se traduira, dans les années à venir, par une diminution des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles par suite de l'accélération du paiement de l'impôt sur le résultat décaissé, mais qu'elle n'aura pas d'incidence importante sur le résultat net.

10. MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Modifications de conventions comptables

Les principales conventions comptables de Suncor sont expliquées à la note 3 des états financiers consolidés audités au 31 décembre 2011.

Adoption des IFRS

Le 1^{er} janvier 2011, la Société a commencé à présenter son information financière conformément aux IFRS. Les méthodes comptables susmentionnées ont été appliquées dans le cadre de la préparation des résultats financiers pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010 et de l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} janvier 2010. Des rapprochements détaillés des montants présentés selon le référentiel comptable antérieur et des montants présentés dans le présent rapport de gestion sont inclus dans la note intitulée « Première application des IFRS » des états financiers consolidés audités au 31 décembre 2011.

Un rapprochement condensé du résultat net consolidé présenté selon le référentiel comptable antérieur et selon les IFRS est présenté ci-après :

Exercice clos le 31 décembre 2010
(en millions de dollars)

Résultat net, présenté selon le référentiel comptable antérieur	3 571
Ajustements du résultat net	
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	274
Profit à la cession d'actifs	54
Autres	17
Charges d'impôt différé	(87)
Résultat net présenté selon les IFRS	3 829

La transition aux IFRS comportait des ajustements de 1,632 G\$ qui ont fait baisser la valeur comptable des immobilisations corporelles de Suncor au 1^{er} janvier 2010. La Société a appliqué l'exemption des IFRS lui permettant de réévaluer le montant des coûts liés au démantèlement et à la remise en état inclus dans la valeur comptable des actifs connexes. La Société a aussi appliqué l'exemption des IFRS lui permettant de comptabiliser certains actifs à la juste valeur diminuée des coûts de la vente à la date de transition. L'augmentation du résultat net de 2010 présenté selon les IFRS plutôt que selon le référentiel comptable antérieur découle principalement de l'application de ces exemptions afin de diminuer la valeur comptable des immobilisations corporelles de la Société et, par conséquent, de diminuer la dépréciation subséquente de ces actifs et d'augmenter les profits ou de diminuer les pertes, le cas échéant, découlant de la cession de ces actifs.

La transition aux IFRS exigeait aussi que la Société adopte des conventions comptables différentes de celles présentées auparavant. Les modifications de conventions comptables qui pourraient avoir une incidence importante sur le résultat net de la Société ou sur la présentation du résultat net sont les suivantes :

- Dépréciation d'actifs – Selon le référentiel comptable antérieur, un actif n'était pas déprécié si les estimations de son montant recouvrable à l'aide des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés dépassaient sa valeur comptable nette. Selon les IFRS, les flux de trésorerie actualisés doivent constituer la base de l'estimation du montant recouvrable, ce qui, essentiellement, rend plus probable la dépréciation des actifs. Dans son résultat net de 2010 présenté selon le référentiel comptable antérieur, la Société avait comptabilisé une perte de valeur avant impôt de 220 M\$ qu'elle aurait dû comptabiliser plus tôt aux termes des IFRS en raison de cette différence de méthode comptable. Aux termes des IFRS, cette perte de valeur a été prise en compte à l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} janvier 2010.
- Classement des activités abandonnées – Selon le référentiel comptable antérieur, la majeure partie des cessions d'actifs de la Société en 2010 répondait à la définition d'activités abandonnées, alors que, selon les IFRS, seule une part négligeable des cessions de 2010 répondait à la définition d'activités abandonnées. Par conséquent, la Société a retraité les montants déjà comptabilisés et ne présente aucune activité abandonnée dans les chiffres comparatifs de 2010.

Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie

En 2011, la Société a mené à bien un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, par suite duquel elle a déterminé que la nature et l'objectif des transactions présentées précédemment au montant brut à titre de produits et de charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie dans l'état consolidé du résultat global avaient évolué de telle façon qu'il serait plus approprié de les présenter sur une base nette. Les profits et les pertes réalisés et latents, ainsi que le règlement sous-jacent de ces transactions, sont dorénavant comptabilisés et présentés sur une base nette sous « Autres produits ». Les chiffres comparatifs des périodes précédentes ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour la période écoulée. Les

changements apportés à l'état consolidé du résultat global se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2010

(augmentation (diminution) en millions de dollars)

Produits tirés des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(2 700)
Autres produits	102
Charges liées aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(2 598)
Résultat net	—

Normes comptables récemment publiées

Instruments financiers : comptabilisation et évaluation

En novembre 2009, dans le cadre du projet de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») de remplacer la Norme comptable internationale IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », l'IASB a publié la première phase d'IFRS 9, « Instruments financiers ». Cette norme comprend des exigences pour le classement et l'évaluation des actifs financiers. La nouvelle norme a été modifiée en octobre 2010 afin qu'y soient incluses les exigences concernant le classement et l'évaluation des passifs financiers. La norme s'appliquera aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2015. L'incidence du projet normatif de l'IASB concernant les instruments financiers ne sera pas connue tant que les phases portant sur les couvertures et les pertes de valeur ne seront pas terminées.

Entité présentant l'information financière

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 10, « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats », et IFRS 12, « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités », ainsi que des modifications à IAS 27, « États financiers individuels », et à IAS 28, « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ».

IFRS 10 propose un modèle de consolidation unique qui repose sur une nouvelle définition du contrôle s'appliquant à tous les types d'entités, y compris les accords conjoints, les entreprises associées et les entités structurées. IFRS 11 établit, à l'égard de la comptabilisation des partenariats, une approche reposant sur des principes qui se fondent sur les droits et les obligations découlant du partenariat et limite l'application de la méthode de la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. IFRS 12 regroupe les exigences concernant les informations à fournir sur les différentes formes de participations dans d'autres entités, dont les filiales, les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées non consolidées. Les normes IAS 27 et IAS 28 ont été modifiées de façon à refléter les exigences des nouvelles normes.

Ces nouvelles normes et ces modifications s'appliquent aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société est encore à évaluer leur incidence, qui demeure donc inconnue à l'heure actuelle.

Évaluations de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, « Évaluation de la juste valeur », qui regroupe en une même source toutes les dispositions concernant les évaluations à la juste valeur, clarifie la définition de la juste valeur et introduit de nouvelles exigences en matière d'informations à fournir sur les évaluations à la juste valeur. Cette norme s'applique aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société ne s'attend pas à ce que son adoption entraîne des changements importants à ses évaluations à la juste valeur ou aux informations à fournir sur celles-ci.

Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 19, « Avantages du personnel », en vue de modifier les exigences de comptabilisation, de présentation et d'information concernant les régimes d'avantages à prestations définies. Ces modifications s'appliquent aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société ne s'attend toutefois pas à ce qu'elles aient une incidence importante.

Frais de découverte liés à la production

En octobre 2011, l'IASB a publié l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (IFRIC) 20, « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert ». Cette interprétation exige l'incorporation à l'actif des frais de découverte engagés pendant la phase de production lorsqu'une entité peut démontrer qu'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés, que les coûts peuvent être évalués de façon fiable et que l'entité peut identifier la section du gisement pour lequel l'accès a été amélioré. Cette interprétation s'applique aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. De l'avis de la Société, cette interprétation devrait avoir une incidence négligeable.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit faire des estimations, poser des jugements et élaborer des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés de l'actif, du passif, des produits, des charges, des profits et des pertes, sur les informations à fournir et sur les éventualités. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et la nouvelle information disponible.

Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses sur des questions hautement incertaines au moment de l'estimation et celles qui, si des changements d'hypothèses significatives raisonnablement susceptibles de se produire se produisaient, pourraient avoir une incidence significative sur la situation financière ou les résultats de la Société.

Les estimations comptables critiques sont revues tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Les paragraphes qui suivent présentent les estimations comptables critiques utilisées dans la préparation des états financiers consolidés audités de Suncor au 31 décembre 2011.

Réserves et ressources de pétrole et de gaz

L'évaluation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état est déterminée en partie d'après les réserves et ressources estimatives de pétrole et de gaz de la Société. Même si elles ne sont pas présentées dans le cadre des états financiers consolidés audités de la Société, ces estimations des réserves et ressources peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

L'estimation des réserves nécessite l'exercice d'un jugement professionnel. Les réserves et les ressources ont été évaluées ou révisées en date du 31 décembre 2011 par des évaluateurs de réserves qualifiés, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur les définitions et les directives du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

Les estimations des réserves et des ressources de pétrole et de gaz reposent sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, l'estimation des prix des marchandises, les données techniques, le montant des dépenses futures et le moment où elles seront engagées, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes. Ces hypothèses tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2011, qui pourraient différer considérablement des conditions prévalant à d'autres moments au cours de l'exercice ou au cours de périodes ultérieures.

Activités pétrolières et gazières

La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle désigne des activités pétrolières et gazières comme étant des activités d'exploration, d'évaluation, de mise en valeur ou de production et lorsqu'elle détermine si les frais initiaux de ces activités sont capitalisés.

Frais d'exploration et d'évaluation

Les frais de forage de puits d'exploration sont initialement capitalisés dans l'attente de l'évaluation des ressources commercialement récupérables. La détermination de l'existence de ressources exploitables commercialement repose sur le jugement. Si l'on juge qu'il n'existe pas de réserves exploitables commercialement, les frais d'exploration connexes sont imputés à la charge d'exploration. Les frais d'évaluation engagés lorsque la direction recherche des ressources exploitables commercialement et conçoit des plans de mise en valeur et d'ingénierie sont inscrits à l'actif. Les frais incorporés liés aux actifs d'exploration et d'évaluation font l'objet, sur une base continue, d'un examen sur les plans technique et commercial et d'un examen de la direction qui visent à confirmer ou infirmer l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Pour en arriver à cette décision, la direction tient compte des changements concernant les données économiques du projet, la quantité des ressources, les techniques de production prévues, les forages improductifs ainsi que les estimations des coûts de production et des dépenses en immobilisations, qui sont tous des facteurs importants. Si le projet d'extraction des ressources n'est pas considéré comme viable, les actifs d'exploration et d'évaluation qui s'y rapportent subissent une dépréciation et sont imputés au résultat net au poste « Dotation aux amortissements » et à la provision pour déplétion et pertes de valeur.

Coûts de mise en valeur

La détermination du moment auquel les biens d'exploration et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction. Cette décision tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires auprès des organismes de réglementation et les processus d'autorisation internes des projets de la Société. Lorsqu'un bien pétrolier ou gazier est reclassé dans les immobilisations corporelles, tous les coûts de mise en valeur subséquents sont inscrits à l'actif.

Dépréciation d'actifs

Une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est définie comme le plus petit regroupement d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie qui sont en grande partie indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. La répartition des actifs de la Société en UGT nécessite une bonne dose de jugement quant à l'intégration des actifs, à l'utilisation d'infrastructures partagées, à l'existence de marchés actifs pour les produits de la Société et à la façon dont la direction surveille les activités.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société doit relever les

événements ou les circonstances qui indiquent que la valeur comptable nette d'une UGT pourrait s'être dépréciée. Si les signes d'une dépréciation existent, la Société doit soumettre l'UGT à un test de dépréciation. Une UGT est dépréciée lorsque sa valeur comptable nette est supérieure au montant recouvrable estimé par la direction, qui est la valeur la plus élevée entre la juste valeur de l'UGT diminuée des coûts de la vente et de sa valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de la vente correspond au montant obtenu de la vente d'une UGT, dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence, diminué des coûts de cession. Pour établir la juste valeur diminuée des coûts de la vente, la Société prend en compte les transactions récentes dans le secteur; toutefois, lorsque cette information n'est pas disponible, la direction utilise un modèle d'évaluation approprié. La valeur d'utilité est déterminée au moyen de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs que la Société attend de l'UGT concernée. Lorsque la direction détermine qu'une UGT est dépréciée, la valeur comptable nette de l'UGT est ramenée au montant recouvrable estimatif, la différence étant imputée au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ».

Peu importe qu'il existe ou non des signes d'une dépréciation, la Société doit soumettre à un test de dépréciation annuel toute UGT ou tout regroupement d'UGT dont la valeur comptable nette inclut des immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée ou une affectation du goodwill. En ce qui concerne Suncor, les tests de dépréciation portent aussi sur les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation. Pour 2011, la Société a effectué son test au 31 juillet 2011, date à laquelle il n'existait aucune indication que le goodwill pouvait avoir subi une perte de valeur.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société doit aussi évaluer s'il existe des indications qu'une perte de valeur comptabilisée précédemment a été reprise. Lorsque les nouvelles estimations du montant recouvrable dépassent la valeur comptable nette, les ajustements comptabilisés précédemment pour tenir compte de la perte de valeur sont repris, jusqu'à concurrence du montant de la dépréciation initiale. Une perte de valeur du goodwill ne peut pas être reprise.

Pour Suncor, le montant recouvrable estimatif d'une UGT est essentiellement déterminé au moyen des modèles d'analyse de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie. Les principales hypothèses utilisées par la direction pour estimer les flux de trésorerie futurs sont les prix futurs des marchandises, les volumes de production

prévus, les charges opérationnelles et de mise en valeur futures et les marges de raffinage. La durée d'utilité prévue de l'UGT, le moment des entrées ou sorties de trésorerie et les taux d'actualisation font aussi l'objet d'hypothèses importantes par la direction. Une révision de ces estimations se répercuterait sur le montant recouvrable d'une UGT et pourrait nécessiter une dépréciation importante de la valeur comptable nette de l'UGT.

La Société évalue aussi la dépréciation des actifs qui sont classés comme détenus en vue de la vente ou des actifs d'exploration et d'évaluation qui ont été reclassés dans les immobilisations corporelles aux états consolidés de la situation financière. Les actifs classés comme disponibles à la vente sont évalués au montant le moins élevé entre la valeur comptable nette et la juste valeur diminuée des coûts de la vente, ou dans ce cas-ci, selon le produit prévu de la vente lorsqu'une offre a été reçue.

Les paragraphes qui suivent traitent de tests de dépréciation importants effectués en 2011.

Libye

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a comptabilisé des pertes de valeur de 259 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles, de 211 M\$ à l'égard des actifs de prospection et d'évaluation et de 44 M\$ à l'égard des stocks relatifs à ses activités en Libye, qui avaient été interrompues en raison de l'agitation politique. Toutes les pertes de valeur constatées à l'égard des actifs en Libye ont été présentées déduction faite d'impôt de néant.

La valeur recouvrable nette a été estimée en fonction de la valeur d'utilité et déterminée au moyen de modèles de flux de trésorerie actualisés en fonction de différents scénarios pondérés en fonction de la probabilité, à savoir i) la reprise des activités normales après un an, ii) la reprise des activités normales après deux ans, et iii) une perte totale.

Les scénarios envisageant la reprise des activités normales de la Société reposent sur les prévisions courantes des prix du pétrole brut, sur les estimations des charges opérationnelles et des frais de mise en valeur établies d'après les travaux d'aménagement qui étaient prévus par les plans commerciaux de Suncor avant l'interruption des activités, sur un taux d'actualisation (17 %) qui représentait la meilleure estimation de la direction quant au risque continu associé à l'exercice d'activités en Libye et sur la meilleure estimation de la direction quant aux coûts supplémentaires de reconstruction qui seront nécessaires pour reprendre la production. Les prévisions de production de la direction sont fondées sur l'estimation des réserves probables et prouvées formulée par des évaluateurs de réserves qualifiés externes ainsi que sur les meilleures estimations des ressources éventuelles ajustées en fonction du risque formulées par les évaluateurs de réserves

qualifiés internes de Suncor, ces estimations ayant été formulées, dans les deux cas, en date du 31 décembre 2010. Le scénario selon lequel Suncor ne reprendrait pas ses activités en Libye tient compte des répercussions qu'aurait le fait que la Société n'acquiesce pas certains passifs.

La transition vers un nouveau gouvernement en Libye, survenue vers la fin de 2011, s'est traduite par la levée de plusieurs des sanctions touchant les activités de Suncor dans ce pays, et le partenaire de coentreprise de la Société a pu reprendre la production dans trois des cinq champs avant la fin de 2011. La Société a commencé à recevoir des paiements sur la production en janvier 2012 et elle a repris des pertes de valeur de 11 M\$ après que le partenaire de coentreprise a confirmé l'existence de stocks de pétrole brut que la Société avait sortis.

Des discussions ont été amorcées avec les autorités libyennes concernant le statut des modalités contractuelles existantes, y compris les volumes de production et les échéanciers concernant les engagements futurs relatifs à l'exploration. Toutefois, les niveaux de production et l'accroissement graduel de la production sont difficiles à prévoir et l'ampleur des dommages aux actifs de la Société n'a pas encore été évaluée de manière exhaustive. Par conséquent, au 31 décembre 2011, il n'y a eu aucun changement dans l'évaluation globale de la dépréciation des actifs de la Société, et aucune reprise de perte de valeur n'a été constatée, sauf en ce qui a trait aux 11 M\$ de stocks de pétrole brut dont il a été question précédemment.

Syrie

Par suite des sanctions internationales annoncées en décembre 2011, la Société a interrompu ses activités en Syrie et n'a plus constaté de production ni de produits des activités ordinaires. Suncor a effectué un test de dépréciation sur ses actifs en Syrie, lequel a permis d'établir que les actifs n'avaient pas subi de pertes de valeur au 31 décembre 2011. Au 31 décembre 2011, la valeur comptable des actifs nets de la Société en Syrie s'élevait à environ 900 M\$.

La valeur recouvrable nette des actifs en Syrie a été établie en fonction de la valeur d'utilité et déterminée au moyen de modèles de flux de trésorerie actualisés qui tiennent compte de la nature à long terme des réserves de gaz naturel et de pétrole léger et moyen associées à ces actifs. La Société s'est fondée sur les quatre scénarios suivants : i) une reprise des activités normales après six mois; ii) une reprise des activités normales après un an, iii) une reprise des activités normales après deux ans et iv) une perte totale. Ce calcul est très sensible à l'hypothèse de la direction concernant le moment de la reprise des activités

normales. Si la pondération de la probabilité prise en compte dans le modèle de flux de trésorerie était ajustée en fonction d'une probabilité nulle de reprise des activités normales de la Société dans les douze mois à venir, les actifs de la Société en Syrie pourraient avoir subi une perte de valeur.

Les scénarios envisageant la reprise des activités normales de la Société reposent sur les prévisions courantes des prix des marchandises, sur les estimations des charges opérationnelles et des frais de mise en valeur établies d'après les travaux d'aménagement qui étaient prévus par les plans commerciaux de Suncor avant l'interruption des activités, sur un taux d'actualisation (17 %) qui représentait la meilleure estimation de la direction quant au risque continu associé à l'exercice d'activités en Syrie et sur l'hypothèse que la Société recevra les paiements liés au pétrole produit durant son absence en Syrie, le cas échéant. Les prévisions de production de la direction sont fondées sur l'estimation des réserves probables et prouvées formulée par des évaluateurs de réserves qualifiés externes en date du 31 décembre 2011.

Amérique du Nord (activités terrestres)

Par suite des baisses des prix prévisionnels du gaz naturel, la Société a comptabilisé des pertes de valeur avant impôt de 100 M\$ à l'égard de certaines UGT du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Les montants recouvrables nets pour ces UGT ont été établis en fonction de la juste valeur diminuée du coût de la vente et déterminés au moyen de modèles de flux de trésorerie actualisés reposant sur les estimations des réserves prouvées et probables formulées par des évaluateurs de réserves qualifiés externes au 31 décembre 2011, sur des prévisions de prix formulées par des tiers et sur un taux d'actualisation de 12 %.

Exemption accordée pour la transition aux IFRS

La Société applique l'exemption accordée aux termes des IFRS pour la comptabilisation de certains actifs à la juste valeur diminuée des coûts de la vente à la date de la transition. L'exemption a été appliquée à des raffineries situées dans les provinces de l'est du Canada et à certains actifs de gaz naturel situés dans l'Ouest canadien, entraînant une réduction totale de 906 M\$ de la valeur comptable nette de ces actifs. Ces ajustements ne sont pas des pertes de valeur et ne peuvent être repris, car ils sont appliqués dans le cadre de la transition aux IFRS. Les estimations de la juste valeur diminuée des coûts de la vente de ces actifs exigent que la direction de la Société pose des jugements et formule des hypothèses à la date de la transition; ces hypothèses sont les mêmes que celles présentées ci-dessus.

Sommaire

Au 31 décembre 2011, la Société avait comptabilisé des pertes de valeur de 715 M\$ à l'égard d'actifs du secteur Exploration et production, dont une tranche de 503 M\$ visait des actifs en Libye et une tranche de 212 M\$, des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) (112 M\$ en 2010).

Juste valeur des instruments financiers

Pour estimer la juste valeur des instruments financiers, la Société se base sur les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles ou sur des modèles qui utilisent des données de marché observables. En plus des données du marché, Suncor incorpore des détails de transactions précises que les intervenants du marché utiliseraient pour évaluer la juste valeur, y compris l'incidence de risques non liés au rendement. Les données servant à déterminer la juste valeur sont classées selon une hiérarchie qui établit leur priorité en fonction du degré selon lequel elles sont observables. Toutefois, ces estimations de la juste valeur n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération sur le marché.

Provisions au titre des coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société constate des passifs au titre du démantèlement et de la remise en état futurs des immobilisations corporelles, y compris, sans s'y limiter, la remise en état des sols perturbés par l'extraction des sables pétroliers, des bassins de décantation et de stockage des stériles et boues, des puits de production et des installations de traitement du pétrole brut et du gaz naturel. La provision relative à ces obligations est comptabilisée uniquement dans la mesure où il existe une obligation juridique ou implicite de mise hors service d'une immobilisation, que la Société est tenue de remplir, ou une obligation découlant d'une loi ou d'un règlement, d'une ordonnance, d'un contrat écrit ou verbal ou d'une interprétation juridique d'un contrat selon la théorie de l'irrecevabilité fondée sur une promesse.

Ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de la remise en état et de l'ampleur des travaux, des exigences légales, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont établies en fonction de chaque actif, la provision totale établie par Suncor repose sur de nombreux jugements et hypothèses. Les coûts réels sont incertains et les estimations peuvent varier à la suite d'amendements des lois et des règlements pertinents, de l'émergence de nouvelles technologies et de l'évolution des résultats opérationnels et des coûts. Le calendrier prévu des activités de démantèlement et de remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y

compris la durée de vie des réserves de pétrole et de gaz. Les changements apportés aux hypothèses relatives aux coûts futurs attendus, aux taux d'actualisation et au calendrier du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Au moment de la comptabilisation initiale de ces provisions, un montant équivalent est inscrit à l'actif et ajouté au coût de l'immobilisation en cause et il est passé en charges jusqu'à épuisement sur la durée de vie utile de l'immobilisation.

La juste valeur des provisions est estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs prévus au moyen du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit de la Société. Pour les périodes subséquentes, la provision est ajustée au fil du temps par l'imputation d'un montant au poste « Augmentation des passifs » des charges de financement, en fonction du taux d'actualisation.

La provision de Suncor au titre du démantèlement et de la remise en état a augmenté de 1,168 G\$ en 2011. La modification la plus importante découlant d'un changement d'estimation concerne le moment prévu des activités futures de remise en état, qui a été avancé par suite essentiellement des progrès récents liés à l'utilisation de la technique de gestion des résidus TROMC. La provision a aussi augmenté en raison d'une diminution du taux d'actualisation moyen (4,3 % en 2011; 5,4 % en 2010) et de nouveaux passifs liés principalement à la perturbation des sols en 2011, ces facteurs ayant été compensés par le règlement de certains passifs et l'incidence de la cession d'actifs.

Autres provisions

La détermination des autres provisions, y compris, mais sans s'y limiter, les provisions relatives à des litiges en matière de redevances, à des contrats déficitaires, à des litiges et à des obligations implicites, est un processus complexe qui nécessite que la direction porte des jugements sur les résultats des événements futurs, sur l'interprétation des lois et règlements, sur les flux de trésorerie futurs prévus et sur les taux d'actualisation.

Un contrat déficitaire est un contrat pour lequel les coûts à engager pour satisfaire aux obligations contractuelles sont supérieurs aux avantages économiques attendus du contrat.

Une obligation implicite est une obligation qui découle des actions posées par Suncor, lorsque celle-ci a indiqué à des tiers, par ses pratiques passées, par sa politique publiée ou par une déclaration suffisamment récente, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'en conséquence elle a créé chez ces tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités.

La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal des activités. Au 31 décembre 2011, la direction estime que l'issue de ces litiges ou réclamations n'aura pas d'incidence significative sur la situation financière de la Société.

Avantages du personnel futurs

La Société offre des avantages aux employés actifs et retraités, y compris des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite.

Les obligations et les coûts des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sont calculés selon des méthodes d'évaluation et des hypothèses actuarielles. Les hypothèses généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, le cas échéant, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement de l'actif des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. Le passif net au titre des prestations constituées est présenté dans les autres passifs non courants aux états consolidés de la situation financière.

La juste valeur de l'actif des régimes est déterminée à partir des valeurs de marché. Le taux de rendement estimatif de l'actif des régimes du portefeuille tient compte du niveau actuel des rendements des titres à revenu fixe, du niveau historique des primes de risque liées aux autres catégories d'actif et des rendements futurs prévus pour toutes les catégories d'actif. Les hypothèses relatives aux taux d'actualisation reposent sur le taux d'intérêt de fin d'exercice que procurent des obligations de grande qualité pour des échéances équivalentes à celles des obligations de la Société au titre des prestations. Le taux estimatif de la croissance de la rémunération repose sur le jugement de la direction.

Les évaluations actuarielles sont soumises au jugement de la direction. Les écarts actuariels comprennent les changements apportés aux hypothèses portant sur les taux d'actualisation, le rendement prévu des actifs des régimes et les taux annuels d'augmentation de la rémunération. Ces écarts sont comptabilisés sur une base prospective et peuvent avoir une incidence importante sur les montants présentés. Les écarts actuariels sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global à l'état consolidé du résultat global dans la période où ils se produisent.

Impôts sur le résultat

La détermination de la charge d'impôt sur le résultat est un processus intrinsèquement complexe qui exige que la direction interprète continuellement les changements dans la réglementation et pose d'autres jugements, notamment ceux sur les impôts différés dont il est question ci-après.

La direction estime que des provisions adéquates ont été constituées à l'égard de toutes les obligations fiscales, malgré la possibilité que les résultats des audits et des réévaluations et les changements d'interprétation des normes entraînent une augmentation ou une diminution importante des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

Impôts différés

Une différence temporelle déductible ou imposable peut se dégager lorsqu'il y a un écart entre la valeur comptable d'un actif ou d'un passif et leurs valeurs fiscales respectives. La reprise de différences temporelles entraîne des montants déductibles lors de la détermination du revenu imposable dans les périodes futures. La reprise de différences temporelles imposables entraîne des montants imposables au moment de la détermination du revenu imposable de périodes futures.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est considéré comme probable que les différences temporelles déductibles seront reprises dans un avenir prévisible. Une différence significative entre les estimations de la Société et les bénéfiques imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque juridiction fiscale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporelles imposables qui seront reprises et qui entraînent une sortie de trésorerie à l'intention d'une administration fiscale. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui exige de poser un jugement sur le résultat final. Une modification de l'estimation de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future, le montant du règlement prévu ou encore l'évolution des réglementations fiscales dans les juridictions fiscales où la Société exerce ses activités pourrait avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

11. FACTEURS DE RISQUE

La Société s'est engagée à adopter un programme de gestion des risques d'entreprise visant à favoriser la prise de décisions par le suivi systématique des risques inhérents à ses actifs et à ses activités. Le comité d'examen des risques de la Société, qui est composé de représentants chevronnés provenant des différents groupes opérationnels et fonctionnels de Suncor, supervise un processus global visant à repérer, à évaluer et à communiquer les principaux risques de la Société. Un risque significatif est une exposition qui peut avoir une incidence importante sur la capacité de l'un des secteurs ou de l'une des fonctions de la Société d'atteindre ou d'appuyer un objectif de Suncor. Le texte qui suit décrit certains des facteurs de risque liés à Suncor et à ses activités.

Volatilité des prix des marchandises

Notre performance financière est étroitement liée aux prix du pétrole brut pour nos activités en amont et aux prix des produits raffinés du pétrole pour nos activités en aval et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel pour nos activités en amont dans le cadre desquelles le gaz naturel est un intrant et un extrait des processus de production. Les prix de ces marchandises peuvent être influencés par les facteurs de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale.

Les prix du pétrole brut peuvent également subir l'incidence, entre autres, de la vigueur et de la croissance de l'économie mondiale (particulièrement dans les marchés émergents), de l'évolution politique, du respect ou du non-respect des quotas imposés par les pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP »), de l'accès aux marchés du pétrole brut et des conditions météorologiques. Ces facteurs influent différemment sur les divers types de pétrole brut et de produits raffinés et peuvent avoir une incidence sur les différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et léger (dont le bitume fluidifié) et entre le pétrole brut classique et le pétrole brut synthétique.

Suncor prévoit un accroissement de la production de bitume non valorisé au cours des prochaines années, surtout par suite de l'agrandissement de Firebag. En raison de sa faible viscosité, le bitume est combiné à un diluant léger ou à du pétrole brut synthétique, et il est vendu sous la forme de pétrole brut lourd. Les marchés du pétrole brut lourd sont plus limités que ceux du pétrole brut léger, ce qui les rend plus sensibles aux fluctuations de l'offre et de la demande. Les prix du pétrole brut lourd sur le marché sont moins élevés que ceux du pétrole léger, surtout en raison de la qualité et de la valeur plus faibles du rendement du produit raffiné et des coûts plus élevés liés au transport d'un produit plus visqueux sur les

pipelines. L'écart de prix entre le pétrole brut léger et le WCS revêt une importance particulière pour Suncor. Le prix du WCS est un prix de référence pour la production de pétrole brut lourd et de bitume fluidifié de l'Ouest canadien. Le prix du marché du WCS est touché par les facteurs liés à l'offre et à la demande à l'échelle régionale, notamment la disponibilité et le prix du diluant ainsi que la disponibilité et les coûts liés à l'accès aux marchés primaires par l'intermédiaire des réseaux de pipelines. Les écarts de prix futurs sont incertains, et des écarts léger/lourd grandissants pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités de Suncor, et plus particulièrement sur les prix qu'elle peut obtenir pour le bitume qu'elle est incapable de valoriser.

Les prix des produits raffinés du pétrole et les marges de raffinage 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 exercée sur les marchés et d'autres facteurs du marché local.

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont influencés principalement par l'offre et la demande et par les prix d'autres sources d'énergie.

Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner une grande volatilité des prix

Les prix des marchandises et les marges de raffinage ont connu de fortes fluctuations au cours des dernières années. Étant donné l'incertitude économique mondiale actuelle, nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues à l'égard des prix des marchandises à court terme, et les prix du pétrole brut et des produits raffinés du pétrole pourraient revenir aux faibles niveaux que nous avons connus en 2008 et en 2009. Une période prolongée de chute des prix pourrait compromettre la valeur de nos actifs en amont et en aval, ainsi que le niveau des dépenses affectées aux projets de croissance, et pourrait entraîner une réduction de la production provenant de certains projets et se traduire par des réductions de la valeur comptable de nos actifs. Par conséquent, les faibles prix des marchandises, et du pétrole brut en particulier, pourraient avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor.

Politiques gouvernementales

Suncor fonctionne sous le régime de la réglementation fédérale, provinciale, étatique et municipale dans de nombreux pays. La Société est également assujettie à la

réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, telles que le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le revenu), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection environnementale, la performance sur le plan de la sécurité, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, les interactions de la Société avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits de prospection et de production, de baux d'exploitation des sables pétrolifères ou d'autres droits ou intérêts, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur et l'abandon des gisements et des emplacements des mines (y compris les restrictions sur la production) et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels.

Les modifications à la politique ou à la réglementation gouvernementale ont une incidence directe sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor, comme en témoignent des initiatives comme le programme d'examen des redevances du gouvernement de l'Alberta en 2007, et, plus récemment, les sanctions commerciales en Libye et en Syrie imposées par le gouvernement canadien et d'autres gouvernements internationaux, ainsi que la hausse des taux d'imposition de la production au Royaume-Uni. Suncor peut aussi être touchée indirectement par les modifications à la politique ou à la réglementation gouvernementale, comme l'opposition aux nouveaux réseaux de pipelines en Amérique du Nord, dont Keystone XL, ou elle peut subir les contrecoups de certaines mesures au fil du temps, comme les réglementations environnementales de plus en plus strictes ou les régimes fiscaux et régimes de redevances défavorables. Les résultats de ces modifications pourraient également entraîner une augmentation des coûts liés à la conformité, ainsi qu'un accroissement des effectifs et des ressources. En outre, ils pourraient accroître l'exposition à d'autres risques significatifs pour Suncor, notamment les risques liés à la non-conformité à la réglementation environnementale ou aux directives en matière de sécurité et aux approbations de permis.

Réglementation environnementale

Des modifications à la réglementation environnementale pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie, en se répercutant sur la demande de produits ou sur la composition ou la qualité des produits, ou en occasionnant une hausse des dépenses en immobilisations ou des coûts de distribution,

qui pourraient être récupérables ou non sur le marché. La complexité et l'ampleur de ces questions font qu'il est extrêmement difficile de prévoir leur effet futur sur Suncor. La direction prévoit que les dépenses en immobilisations et les charges opérationnelles pourraient augmenter par suite de la mise en œuvre de nouveaux règlements environnementaux de plus en plus rigoureux. Le défaut de se conformer à la réglementation environnementale pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou de sanctions, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages-intérêts ou la perte de licences et de permis importants, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie.

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

- les effets régionaux cumulatifs possibles de la mise en valeur 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 d'eau, l'utilisation des ressources en eau et les rejets dans l'eau;
- l'utilisation de la fracturation hydraulique pour faciliter la récupération et la production du pétrole et du gaz naturel;
- les questions portant sur la remise en état, la restauration des terrains et la protection de l'habitat des espèces sauvages;
- la reformulation de l'essence pour réduire les émissions 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 celui-ci;
- la mise en œuvre par des gouvernements étrangers ou par d'autres organisations de règlements ou de politiques visant à limiter les achats de pétrole produit à partir de sources non classiques, comme les sables pétrolifères.

Réglementation en matière de changements climatiques

Bien que les lois et les règlements à venir puissent entraîner d'importantes obligations en cas de non-respect des exigences en matière de changements climatiques, Suncor ne s'attend pas à ce que les coûts requis pour respecter la nouvelle réglementation en matière de

changements climatiques et d'environnement soient suffisamment onéreux pour être profondément désavantageux pour la Société ou dommageables pour sa position concurrentielle. Alors qu'il est presque certain que la réglementation et les cibles de réduction des gaz à effet de serre deviendront de plus en plus rigoureuses, et malgré le fait que Suncor maintienne ses efforts pour réduire l'intensité des émissions en dioxyde de carbone (CO₂) par unité de production de ses installations, les émissions absolues de CO₂ de la Société continueront d'augmenter parallèlement à l'exécution de sa stratégie de croissance prudente et bien planifiée.

Dans le cadre de la planification opérationnelle en cours, Suncor tient compte des coûts éventuels associés à ses émissions de CO₂ dans l'évaluation de ses projets futurs en fonction de sa compréhension actuelle de la réglementation sur les GES à l'étude ou potentielle. Tant le gouvernement américain que le gouvernement canadien ont indiqué que les nouvelles politiques sur les changements climatiques qui pourraient être mises en œuvre tenteront de concilier les préoccupations relatives à l'économie, à l'environnement et à la sécurité énergétique. Nous prévoyons qu'en vertu de la nouvelle réglementation, le signal de prix pour le carbone sera modéré et que le régime de prix progressera avec prudence. Suncor continuera d'analyser la façon dont les différents scénarios de contraintes carbone pourraient influencer sa stratégie en utilisant, comme hypothèse de base, une fourchette de prix de 15 \$ à 45 \$ pour une tonne d'équivalent en CO₂, appliquée selon diverses politiques de réglementation et sensibilités au prix.

Bien que Suncor ne commercialise pas activement ses produits en Californie, l'adoption d'une législation imposant une norme de faible teneur en carbone dans les autres États ou dans d'autres pays pourrait freiner sérieusement ses exportations de pétrole provenant des sables pétrolifères si les territoires importateurs refusaient de reconnaître les efforts déployés par le secteur des sables pétrolifères en vue de respecter les réductions de l'intensité des émissions imposées par le gouvernement de l'Alberta.

De manière générale, il subsiste de l'incertitude quant aux résultats et aux incidences des lois et des règlements en matière de changements climatiques et d'environnement (qu'ils soient actuellement en vigueur ou qu'ils soient proposés, ou qu'il s'agisse de lois ou de règlements futurs). Le gouvernement fédéral du Canada a déclaré qu'il alignerait sa législation en matière d'émissions de GES sur celle des États-Unis. Comme l'approche qu'adopteront les États-Unis demeure incertaine, on ne sait toujours pas si le gouvernement fédéral canadien prévoit promulguer des lois sur les changements climatiques dans l'ensemble des secteurs économiques ou

s'il compte privilégier une approche sectorielle, et l'on ne connaît pas les mécanismes de conformité qui seront mis à la disposition des grands émetteurs. Pour l'heure, la Société est d'avis qu'il est impossible de prédire la nature de ces exigences ou l'incidence que celles-ci auront sur ses activités, sa situation financière, ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie. Faute de précisions sur le fonctionnement de ces systèmes, il est impossible de quantifier les retombées des réglementations en cours d'élaboration pour le moment.

Remise en état des terrains

Des risques sont associés à notre capacité de mener à bien la remise en état des bassins de résidus qui contiennent des résidus fins mûrs à l'aide de la technique TRO^{MC} ou d'autres méthodes et technologies. Suncor s'attend à ce que la technique TRO^{MC} puisse l'aider à exécuter les travaux de remise en état des bassins de résidus actuels. Le succès de la technique TRO^{MC} ou de toute autre méthode ou technologie et le temps nécessaire à la remise en état des bassins de décantation des résidus pourraient faire croître ou diminuer les estimations des coûts liés au démantèlement et à la remise en état. Si la Société était incapable de mettre en œuvre adéquatement ses plans de remise en état, notamment le déploiement prévu de sa technologie TRO^{MC}, ses activités, sa situation financière, ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie pourraient s'en ressentir. Au cours des dernières années, Suncor a accru sa collaboration avec d'autres participants du secteur des sables pétrolifères en vue de partager la technologie et le savoir et de poursuivre la recherche de nouvelles méthodes de gestion des résidus.

Redevances

Les redevances subissent l'incidence des fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change, des charges opérationnelles et des dépenses en immobilisations, des modifications aux lois ou aux contrats de partage de la production (CPP) en vigueur, des changements découlant de l'audit de déclarations d'exercices antérieurs et de la survenance d'événements imprévus. Les questions dans le cadre desquelles l'obtention d'un règlement avec des organismes de réglementation pourrait faire en sorte que les charges de redevance ou les redevances à payer diffèrent sensiblement des provisions actuellement inscrites comprennent les suivantes :

- Pour les activités minières de Suncor (à l'exclusion de Syncrude), la méthodologie d'évaluation du bitume est fondée sur les modalités de la convention modificatrice de Suncor, qui, d'après nous, imposent certaines limites sur la méthodologie provisoire d'évaluation du bitume récemment promulguée, qui a modifié la méthodologie

d'évaluation du bitume dans le but d'apporter des ajustements supplémentaires au titre de la qualité et du transport. Pour les exercices 2009 et 2010, Suncor a déposé des avis de non-conformité auprès du gouvernement de l'Alberta, faisant valoir que des ajustements raisonnables dans le calcul de la valeur du bitume de Syncrude n'avaient pas été pris en considération par le gouvernement de l'Alberta comme l'autorisait la convention modificatrice de Suncor. Suncor a également déposé un avis d'arbitrage auprès du gouvernement de l'Alberta en vertu de la convention modificatrice de Suncor. Par ailleurs, un avis de non-conformité a été déposé par les propriétaires de la coentreprise Syncrude à l'égard de l'établissement de la valeur du bitume aux termes de ses conventions de 2008 conclues avec le gouvernement de l'Alberta.

- Suncor a également appelé de la révocation de certains coûts aux termes du nouveau régime de redevances de l'Alberta et de certains coûts aux termes des conventions de redevance de Terre-Neuve-et-Labrador, tels que les primes d'assurance.

La décision ultime dans ces affaires pourrait avoir une incidence importante sur les redevances futures payables aux gouvernements respectifs et sur les charges de redevance de la Société.

Établissements étrangers

La Société possède des établissements dans divers pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les activités et les actifs connexes de la Société sont assujettis à divers risques et à d'autres incertitudes découlant de la souveraineté de gouvernements étrangers sur les activités internationales de la Société, qui peuvent notamment comprendre :

- les restrictions sur l'échange et les fluctuations du taux de change;
- la perte de revenus, de biens et de matériel par suite d'une expropriation, de la nationalisation, de guerres ou d'insurrections, et les risques géopolitiques et autres risques politiques;
- les hausses des taxes et impôts et des redevances gouvernementales;
- la conformité aux lois anticorruption actuelles et émergentes, notamment la *Foreign Corrupt Practices Act* des États-Unis, la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* du Canada et la *Bribery Act* du Royaume-Uni;
- les renégociations de contrats avec des entités gouvernementales ou quasi gouvernementales;

- les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères;
- des sanctions économiques et juridiques (par exemple, des restrictions contre des pays connaissant de l'agitation politique ou des pays que le gouvernement d'autres pays estime commanditer le terrorisme).

En cas de différends touchant les activités étrangères de la Société, cette dernière pourrait être assujettie à la compétence exclusive de tribunaux étrangers ou 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 permanente du cadre international régissant la responsabilité et la reddition de comptes des sociétés à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être également exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international.

En 2011, les activités en Libye et en Syrie ont été suspendues par suite de l'agitation politique et des sanctions connexes imposées par les gouvernements internationaux. Les discussions avec les autorités de la Libye se poursuivent à l'égard du statut des modalités actuelles des engagements contractuels, notamment quant au volume de production et aux engagements en matière de prospection. Il plane encore trop d'incertitude sous-tendant les activités dans cette région, notamment en ce qui a trait à la hausse de la production, au maintien des taux de production actuels et à l'envergure des dommages causés aux actifs de la Société, facteurs qui n'ont pas encore été évalués pleinement. Par conséquent, rien ne garantit que la production retournera aux niveaux précédents ou se poursuivra aux niveaux actuels.

En réaction aux sanctions et à l'agitation politique grandissante en Syrie en décembre 2011, Suncor a déclaré un cas de force majeure, a rappelé ses expatriés et a cessé de comptabiliser la production provenant de la Syrie. Selon l'évaluation faite par Suncor au 31 décembre 2011, la situation ne nécessite pas la comptabilisation d'une perte de valeur à l'égard de ses actifs en Syrie. Toutefois, si la situation actuelle persistait ou se détériorait de telle sorte que Suncor ne puisse reprendre ses activités à court terme, celle-ci estime que ses actifs en Syrie pourraient subir des pertes de valeur. Rien ne garantit le moment auquel la production provenant des actifs de Suncor en Syrie reprendra ou retournera aux niveaux précédents. Les activités de Suncor en Syrie comptaient pour environ 3 % du résultat net consolidé et environ 3 % des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles en 2011. La valeur comptable des actifs nets de Suncor en Syrie au 31 décembre 2011 s'élevait à environ 900 M\$.

À l'heure actuelle, il est impossible de déterminer l'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou de la violence politique futures sur le secteur du pétrole et du gaz naturel, et plus particulièrement sur nos activités. Cette incertitude pourrait nuire à nos activités de façon imprévisible, notamment par des perturbations de l'approvisionnement de pétrole et des marchés du pétrole, surtout du pétrole brut, et la possibilité que les infrastructures, notamment les pipelines, les installations de production, les usines de traitement et les raffineries, soient des cibles directes d'un acte de terrorisme, de violence politique ou de guerre, ou subissent des dommages indirects. Nous pourrions devoir engager des coûts importants pour protéger nos actifs contre les activités terroristes ou pour réparer les dommages que pourraient subir nos installations. Rien ne garantit que nous parviendrons à nous protéger efficacement contre ces risques et contre les conséquences financières susceptibles d'en découler.

Non-respect de la réglementation en matière d'environnement, de santé et de sécurité

La Société doit se conformer à un grand nombre de règlements en matière d'environnement, de santé et de sécurité aux termes de diverses lois et de divers règlements au Canada, aux États-Unis et au Royaume-Uni, ainsi qu'à d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux, comme il est décrit à la rubrique « Situation dans l'industrie – Réglementation environnementale » de la notice annuelle 2011. Le défaut de se conformer à cette réglementation pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou de sanctions, la censure, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages-intérêts et la perte de licences et de permis importants, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie. La perte de personnel qualifié, le caractère inapproprié de nos processus internes et l'audit de conformité peuvent également avoir une incidence sur les questions de conformité.

Pannes opérationnelles et incidents majeurs en matière d'environnement et de sécurité

Chacun de nos principaux secteurs, à savoir les secteurs Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, exige des investissements considérables pour la conception, l'exploitation et l'entretien des installations, et comporte par conséquent des risques financiers supplémentaires liés à une exploitation fiable ou à une panne opérationnelle persistante. Dans l'ensemble, nos secteurs sont également exposés à des risques liés à la performance en matière

d'environnement et de sécurité, laquelle fait l'objet d'un examen rigoureux de la part des gouvernements, des organismes non gouvernementaux, du public et des médias, ce qui pourrait entraîner une révocation temporaire des approbations réglementaires ou des permis ou l'incapacité de les obtenir ou, en cas d'incident majeur sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, des poursuites civiles ou des accusations à l'encontre de la Société.

En règle générale, notre exploitation est soumise à des dangers et à des risques, comme les incendies, les explosions, les éruptions, les pannes d'électricité, les conditions hivernales rigoureuses et la migration de substances dangereuses, ou encore les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou la décharge de résidus dans les réseaux d'eau, qui peuvent causer l'interruption de l'exploitation, des blessures corporelles ou la mort, ou des dommages aux biens, à l'équipement et à l'environnement ainsi qu'aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes.

L'exploitation fiable des installations de production et de traitement selon la cadence prévue, ainsi que notre capacité de produire des produits à valeur plus élevée, peut également se ressentir du défaut d'observer les procédures d'exploitation ou d'exercer nos activités dans le cadre des paramètres opérationnels prévus, de la défektivité du matériel découlant d'un entretien suffisant, d'une érosion ou d'une corrosion imprévue des installations, de défauts techniques ou de défauts de fabrication ou encore d'une pénurie de main-d'œuvre ou d'un arrêt de travail. Nous sommes également exposés à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants ou les attaques de réseaux.

Le bon fonctionnement de nos activités dépend du matériel et des logiciels informatiques. Les systèmes d'information sont vulnérables aux atteintes à la sécurité des données par les pirates informatiques et les cyberterroristes. Nous comptons sur des mesures de sécurité reconnues par l'industrie et sur la technologie pour conserver en toute sécurité l'information confidentielle et les renseignements exclusifs stockés dans nos systèmes d'information. Cependant, ces mesures et cette technologie peuvent ne pas prévenir efficacement les atteintes à la sécurité. De plus, l'indisponibilité des systèmes d'information ou leur incapacité de donner les résultats escomptés pour une raison ou une autre pourrait perturber nos activités, entraîner une baisse du rendement et donner lieu à une augmentation des charges opérationnelles, ce qui pourrait se répercuter sur nos résultats opérationnels. Toute interruption ou défaillance importante de nos systèmes d'information ou toute atteinte majeure à la sécurité pourrait nuire

considérablement à nos activités et à nos résultats opérationnels.

En outre, notre exploitation est assujettie à tous les risques liés au transport, au traitement et au stockage du pétrole brut, du gaz naturel et des autres produits connexes. Les contraintes liées à la capacité pipelinière, combinées aux contraintes liées à la capacité des usines, pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité à produire de manière optimale. Des perturbations du service des pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix obtenus par Suncor, les activités de raffinage et les volumes des ventes, ou limiter notre capacité de livrer la production. Ces interruptions peuvent découler de l'incapacité du pipeline de fonctionner ou de la surabondance de matières premières dans le système, en excédent de la capacité du pipeline. Rien ne garantit que des contraintes opérationnelles à court terme liées aux systèmes de pipeline découlant de l'interruption du pipeline ou d'une augmentation de l'offre de pétrole brut ne surviendront pas. De plus, les arrêts d'exploitation ou la fin des activités commerciales de nos clients de raffinage ou de nos fournisseurs tiers, qu'ils soient planifiés ou non, peuvent limiter notre capacité à livrer des matières premières. Tous ces événements peuvent avoir des conséquences négatives sur les ventes et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Pour le secteur Sables pétrolifères de Suncor, l'exploitation minière des sables pétrolifères, l'extraction du bitume des sables pétrolifères, la production de bitume au moyen de méthodes *in situ* et la valorisation de ce bitume pour en faire du pétrole brut synthétique et d'autres produits comportent des risques et incertitudes. Le secteur Sables pétrolifères peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions sur sa capacité de produire des marchandises à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de ses systèmes constituants. Grâce à nos projets de croissance, nous nous attendons à atténuer les effets défavorables des systèmes interdépendants et à réduire les effets des arrêts complets d'usine sur la production et sur les flux de trésorerie. Par exemple, Suncor dispose de deux installations de valorisation qui comportent trois unités de valorisation secondaire, ce qui nous donne la souplesse nécessaire pour faire l'entretien périodique d'une installation tout en continuant de générer une production dans l'autre.

Des risques et des incertitudes sont associés aux activités en amont de Suncor, notamment tous les risques normalement liés au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains miniers et de puits (y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues, la qualité du minerai ou la présence de sulfure d'hydrogène), le déclin prématuré des

réservoirs, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits, d'autres accidents, et la pollution et d'autres risques environnementaux.

Nos activités d'exploration et de production comprennent des forages extracôtiers à Terre-Neuve-et-Labrador et dans la mer du Nord (notamment au large du Royaume-Uni et de la Norvège), qui sont des régions exposées aux ouragans et à d'autres conditions météorologiques extrêmes. Ces tempêtes peuvent endommager ou détruire les appareils de forage se trouvant dans ces régions, certains dommages pouvant ne pas être couverts par l'assurance. Les conséquences de ces événements catastrophiques (notamment des éruptions) qui se produisent sur les installations extracôtiers peuvent se traduire par des réparations longues et laborieuses. La manifestation de ces événements pourrait entraîner l'interruption du forage et des activités, des dommages au matériel ou sa destruction, ou des blessures graves ou mortelles au personnel de forage. La réussite de la remise en état des lieux peut être compromise en raison des profondeurs, des pressions et de la température froide de l'océan, de l'absence du matériel ou des spécialistes nécessaires pour travailler dans ces conditions, ou l'absence d'une technologie appropriée. Ces activités extracôtiers peuvent causer des dommages à l'environnement (des déversements de pétrole en particulier), des feux non maîtrisés ou des décès. Nos activités extracôtiers peuvent également être assujetties aux actions de nos agents contractuels qui ont connu des événements catastrophiques semblables ayant touché leurs installations, ou peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtiers d'un tiers. Dans les deux cas, cette situation peut donner lieu à une responsabilité, des dommages à notre matériel, des préjudices personnels, exiger la fermeture de nos installations ou de nos activités, ou entraîner une pénurie de matériel approprié ou de spécialistes nécessaires à l'exécution des activités prévues.

Les principaux impacts saisonniers touchant le secteur Côte Est du Canada sont causés par les tempêtes hivernales, la banquise, les icebergs et le brouillard. Pendant la saison des tempêtes hivernales (d'octobre à mars), nous pourrions devoir réduire les taux de production à nos installations extracôtiers en raison d'une capacité de stockage limitée et de l'incapacité de décharger les pétroliers navettes du fait de la hauteur des vagues. Nous subissons également des impacts saisonniers durant la période printanière en raison de la présence de la banquise et d'icebergs qui dérivent jusque dans la zone des installations extracôtiers, ce qui occasionne des retards de forage. Par précaution, nous avons interrompu la production de la navette de stockage à bord et de

déchargement. À la fin du printemps et au début de l'été, le brouillard a également une incidence sur notre capacité à déplacer le personnel des installations extracôtières par hélicoptère.

Notre secteur Raffinage et commercialisation est soumis à tous les risques habituellement liés à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que de stations-service, y compris la perte de produits, les ralentissements attribuables à la défectuosité de l'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 découlant de l'occurrence de l'un ou l'autre des risques susmentionnés pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les flux de trésorerie de Suncor. Bien que nous mettions en œuvre un programme de gestion des risques qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une garantie suffisante dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. Il est possible que notre couverture d'assurance ne soit pas suffisante pour couvrir les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte provenant de nos activités extracôtières. Suncor a également créé une société d'assurance captive en vue de fournir une couverture supplémentaire à l'égard des pertes d'exploitation éventuelles.

Exécution de projets et risque lié aux partenaires

Il existe certains risques liés à l'exécution de nos grands projets et à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations au sein de nos actifs existants. La matérialisation de l'un ou l'autre de ces risques pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor.

Les risques liés à l'exécution de grands projets comprennent trois risques connexes principaux :

- Ingénierie – un défaut dans les cahiers de charges, la conception ou le choix de technologie;
- Construction – le défaut de construire un projet dans les délais approuvés et selon les coûts prévus;
- Mise en service et démarrage – l'incapacité des installations de rencontrer les cibles de performance visées, notamment les charges opérationnelles, l'efficacité, le rendement et les frais d'entretien.

La direction est d'avis que l'exécution de grands projets soulève des questions qui nécessitent une gestion prudente des risques. Suncor pourrait fournir des

estimations des coûts pour les grands projets d'envergure au moment de la conception des projets et avant le début ou la fin de la conception, ainsi que des études techniques détaillées finales servant à réduire la marge d'erreur de ces estimations des coûts. Par conséquent, les coûts réels peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être importantes. L'exécution de projets peut également subir l'incidence des facteurs suivants :

- le défaut de se conformer au modèle de mise en œuvre de projets de Suncor;
- la disponibilité, l'ordonnement et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié;
- la complexité associée à l'intégration et à la gestion du personnel de l'agent contractuel et des fournisseurs dans une zone de construction confinée;
- la capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d'ordre réglementaire requises;
- l'incidence de la conjoncture économique, des conditions commerciales et de la conjoncture du marché en général;
- l'incidence des conditions météorologiques;
- notre capacité de financer la croissance si les prix des marchandises baissent et demeurent à de faibles niveaux pendant une période prolongée;
- les risques liés au redémarrage de projets mis en veilleuse, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations;
- l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des attentes du public relativement à l'effet de la mise en valeur des sables pétrolifères sur l'environnement.

D'autres entités exploitent une partie des actifs dans lesquels Suncor détient une participation. La dépendance de Suncor envers ses partenaires, que ce soit l'exploitant ou d'autres détenteurs d'une participation directe dans ces actifs, et sa capacité limitée d'influer sur les activités et les coûts connexes pourraient avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière, ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie. Le succès et le déroulement des activités de Suncor à l'égard des actifs exploités par d'autres sont tributaires de nombreux facteurs qui sont indépendants du contrôle de Suncor, notamment le calendrier de paiement et le montant des dépenses en immobilisations, le calendrier de paiement et le montant des charges opérationnelles et des frais d'entretien, l'expertise de l'exploitant, les ressources financières, les pratiques en matière de gestion des

risques, l'approbation des autres participants et le choix des technologies.

Ces partenaires pourraient avoir des objectifs et des intérêts qui ne concordent pas avec ceux de Suncor et qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. D'importantes décisions en matière d'investissement touchant des actifs détenus conjointement pourraient exiger l'intervention d'une entente entre les partenaires, tandis que certaines décisions opérationnelles pourraient être prises à la seule appréciation de l'exploitant des actifs concernés. Bien que les partenaires cherchent généralement à obtenir un consensus à l'égard des principales décisions qui doivent être prises au chapitre de l'orientation et de l'exploitation des actifs, rien ne garantit que les demandes et les attentes futures de l'une ou l'autre des parties seront respectées de façon satisfaisante ou en temps opportun. Notre incapacité à satisfaire aux demandes ou aux attentes de l'une ou l'autre des parties pourrait avoir des répercussions sur notre participation aux projets concernés, sur notre capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires, ainsi que sur le calendrier d'exécution des différentes activités visées.

Réputation de la Société

La perception du public à l'égard des sociétés pétrolières intégrées et de leurs activités pourrait compromettre les approbations requises pour la mise en valeur et l'exploitation, ou encore restreindre l'accès aux marchés pour les produits, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor.

La mise en valeur des sables pétrolifères a occupé une place importante au sein des récents discours et commentaires formulés par les politiciens, les médias et les activistes au sujet du transport par pipeline, des changements climatiques, des émissions de GES, de l'utilisation de l'eau et des dommages causés à l'environnement. Cette situation pourrait nuire directement ou indirectement à la rentabilité de nos projets d'exploitation des sables pétrolifères en cours et à la viabilité des nos projets futurs de différentes manières, notamment :

- en créant une incertitude réglementaire importante qui remettrait en question le modèle économique des projets futurs et risquerait de retarder l'obtention des approbations;
- en motivant l'adoption, par les autorités gouvernementales, d'une réglementation extraordinaire en matière d'environnement et d'émissions à l'égard de ces projets, qui pourrait modifier la conception des installations et les exigences opérationnelles, ce qui

risquerait d'accroître les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon;

- en incitant les gouvernements et d'autres entreprises consommatrices à exiger l'adoption de lois ou de politiques limitant les achats du pétrole brut produit à partir des sables pétrolifères d'Athabasca, ce qui aurait pour effet de restreindre les marchés pour ce pétrole brut et de réduire son prix.

Des préoccupations comme celles mentionnées plus haut pourraient nuire à notre réputation et restreindre notre capacité à acheminer nos produits ou à saisir des occasions d'achat de terrains ou d'acquisition de participations dans des coentreprises à l'étranger. En conséquence, les investisseurs pourraient accorder une valeur moindre aux actions de Suncor, ce qui ferait diminuer la valeur de la Société ou pourrait nuire à sa capacité d'influer sur la politique gouvernementale.

Approbatons des permis

Avant d'entreprendre la majorité de nos projets majeurs, y compris d'importants réaménagements de nos activités actuelles, Suncor doit obtenir des permis et des approbations des autorités de réglementation fédérales, provinciales ou étatiques. Suncor doit également obtenir les permis nécessaires à l'exploitation de certains actifs. Ces processus peuvent notamment comporter la consultation des parties intéressées, des évaluations des répercussions environnementales et des audiences publiques. En outre, les approbations des autorités de réglementation peuvent être assorties de conditions, dont des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. L'incapacité d'un tiers d'obtenir l'approbation d'ordre réglementaire nécessaire à l'égard d'un projet d'infrastructure partagé pourrait également avoir des répercussions directes sur Suncor.

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

Pénurie de travailleurs expérimentés et de ressources

L'exploitation réussie de Suncor et sa capacité d'intensifier ses activités dépendront de la disponibilité de travailleurs expérimentés et de matériel adéquat, de même que de la concurrence livrée à cet égard. Nous pourrions avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de nos activités actuelles et futures. Le risque pourrait se

manifester principalement par l'impossibilité de recruter du nouveau personnel, sans compromettre le talent, de former, de perfectionner et de conserver un personnel qualifié et expérimenté, sans qu'il y ait un nombre exceptionnellement élevé de départs, et de permettre aux employés de concilier leur vie professionnelle et personnelle et de gagner une rémunération concurrentielle. Le marché du travail en Alberta est particulièrement limité en raison de la croissance du secteur des sables pétrolifères et du prix plus élevé du pétrole brut. Le vieillissement de nos effectifs ajoute de la pression à cette situation. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint compte tenu de l'effectif réduit à de nombreuses installations de fabrication. Ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur notre capacité d'exercer nos activités de manière efficace et sécuritaire et de réaliser tous nos projets dans le respect des délais et du budget prévus.

Capacité de changement

Pour atteindre ses objectifs, Suncor doit maintenir une exploitation efficace, fiable et sécuritaire, tout en menant des projets de croissance de manière sûre, dans le respect des délais et du budget établis. La capacité d'équilibrer ces deux objectifs est primordiale pour Suncor, si elle veut offrir une valeur ajoutée à ses actionnaires et aux autres parties intéressées. Ces objectifs exigent la mise en œuvre d'un grand nombre d'initiatives d'amélioration qui se livrent concurrence pour les ressources, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société s'il y avait une sélection inadéquate des demandes liées au projet ou une prise en compte non exhaustive des impacts cumulatifs d'initiatives antérieures ou parallèles sur les personnes, les processus et les systèmes. Il est possible que ces objectifs

surpassent la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements.

Gestion des coûts

La production provenant des sables pétrolifères au moyen de l'exploitation minière, de la valorisation et de la récupération *in situ* constitue, par rapport à la plupart des principales réserves d'hydrocarbure classiques, une ressource qui exige des coûts plus élevés pour la mise en valeur et la production. Plusieurs parties intéressées estiment que le secteur des sables pétrolifères, y compris Suncor, est peu en mesure de contrôler les coûts. Suncor est assujettie au risque de voir croître ses charges opérationnelles ou de ne pas être en mesure de les contrôler, ce qui pourrait nuire à la rentabilité et réduire les flux de trésorerie destinés à la croissance ou aux paiements de dividendes, et de voir augmenter les dépenses en immobilisations liées aux projets d'envergure, ce qui pourrait limiter sa capacité de mener à bien des projets prometteurs comportant des charges opérationnelles moins élevées. Les facteurs qui contribuent à ces risques englobent la pénurie de main-d'œuvre qualifiée et de ressources, le succès à long terme des technologies *in situ* existantes et nouvelles, ainsi que la géologie et la caractérisation des réserves *in situ* qui peuvent produire des rapports vapeur/pétrole plus élevés et une production plus faible.

Autres facteurs de risque

Une discussion détaillée sur des facteurs de risque additionnels est présentée dans notre plus récente notice annuelle ou rapport sur formulaire 40-F déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

12. AUTRES ÉLÉMENTS

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Selon leur évaluation au 31 décembre 2011, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédés de la Société à l'égard de la présentation de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis (la Loi de 1934)) assurent la Société que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, résumées et présentées dans les délais fixés par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 décembre 2011, il ne s'était produit, en 2011, aucun changement ayant nui considérablement ou pouvant, selon des estimations raisonnables, nuire considérablement au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (selon la définition des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

En raison de l'agitation politique qui secoué la Libye et des événements qui se déroulent actuellement en Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de l'ensemble de ses installations, y compris de savoir si certaines d'entre elles ont été endommagées. Suncor a

évalué et continue de surveiller l'environnement de contrôle dans ces pays, et elle ne croit pas que les changements ont eu une incidence importante sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'ensemble.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2011 a fait l'objet d'un audit par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, comme il est indiqué dans son rapport compris dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes sur la présentation de l'information financière ne permettent pas d'éviter ou de repérer les inexactitudes. De plus, les contrôles efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

PRÉVISIONS DE LA SOCIÉTÉ

Des précisions sur la production et les dépenses en immobilisations de la Société prévues pour 2012, ainsi que sur d'autres perspectives, sont fournies dans son rapport annuel, disponible à l'adresse www.sedar, et dans les prévisions de Suncor sur le site Web de Suncor, à l'adresse www.suncor.com/guidance.

13. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le RCI et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat opérationnel pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt.

Les résultats opérationnels des périodes précédentes ont été retraités dans le présent rapport de gestion. Au premier trimestre de 2011, trois ajustements au résultat opérationnel se rapportant à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions, aux frais de démarrage de projets et aux frais liés au report de projets de croissance, ont été éliminés du rapprochement du résultat opérationnel en raison de leur incidence négligeable sur le résultat opérationnel, à l'exclusion de l'incidence après impôt de 299 M\$ de coûts liés au report de projets de croissance du secteur Sables pétrolifères, qui n'avait pas été retranchée du résultat opérationnel de 2009 à titre d'ajustement du résultat opérationnel. Des profits et pertes liés à des cessions moins importantes ont aussi été éliminés des éléments de rapprochement du résultat opérationnel de 2010. Enfin, les ajustements apportés au résultat net dans le cadre de la transition aux IFRS ont eu une incidence sur le résultat opérationnel et sur les ajustements qui ont déjà été apportés au résultat opérationnel.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le résultat opérationnel présenté dans le rapport de gestion de Suncor daté du 24 février 2011 et le résultat opérationnel présenté dans le présent rapport de gestion :

Exercices clos les 31 décembre ¹⁾ (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Résultat opérationnel déjà établi ²⁾	1 535	1 116	1 124	171	782	473	(709)	(480)	2 732	1 280
Élimination d'ajustements du résultat opérationnel :										
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions	(31)	(28)	(23)	(21)	(30)	(17)	(19)	(58)	(103)	(124)
(Perte) profit sur cessions importantes	(4)	—	—	—	26	—	—	—	22	—
Frais de démarrage de projets	(55)	(40)	(3)	—	—	—	—	—	(58)	(40)
Frais liés au report de projets de croissance	(94)	—	—	—	—	(1)	—	—	(94)	(1)
Ajustements IFRS :										
Résultat net	28	—	218	—	18	—	(6)	—	258	—
Éléments de rapprochement du résultat opérationnel :										
Pertes de valeur et sorties	—	—	(85)	—	—	—	—	—	(85)	—
Profit sur cessions importantes	—	—	(38)	—	—	—	—	—	(38)	—
Résultat opérationnel après retraitement présenté dans le présent rapport de gestion	1 379	1 048	1 193	150	796	455	(734)	(538)	2 634	1 115

1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

2) Le résultat opérationnel comprend des montants classés dans les activités abandonnées en 2010 aux termes du référentiel comptable antérieur.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le résultat net et le résultat opérationnel pour les cinq derniers exercices de Suncor. Le résultat opérationnel des exercices 2007 à 2009 est présenté selon le référentiel comptable

antérieur, et il reflète un ajustement apporté au résultat opérationnel présenté précédemment dans le but de retrancher les frais de démarrage de projets et l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions.

(en millions de dollars)	2011	2010	2009	2008	2007
Résultat net présenté	4 304	3 829	1 146	2 137	2 983
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	161	(372)	(798)	852	(215)
Pertes de valeur et sorties	629	306	42	—	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	442	—	4	—	(427)
Perte (profit) sur cessions importantes	107	(826)	39	—	—
Ajustements de provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion	31	68	97	—	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faites des montants réalisés	—	(233)	499	(372)	—
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova	—	(166)	24	—	—
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume	—	(51)	50	—	—
Frais de fusion et d'intégration	—	79	151	—	—
Profit lié au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	(438)	—	—
Frais liés au report de projets de croissance	—	—	299	—	—
Résultat opérationnel	5 674	2 634	1 115	2 617	2 341

Rendement du capital investi (RCI)

Le rendement du capital investi est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition des investissements de Suncor. Le tableau qui suit présente un rapprochement du RCI pour les cinq derniers exercices de Suncor. Le RCI des exercices 2007 à 2009 est présenté selon le référentiel comptable antérieur.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2011	2010	2009	2008	2007	
Ajustements du résultat net						
Résultat net	4 304	3 829	1 146	2 137	2 983	
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :						
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	161	(372)	(798)	852	(215)	
Charge d'intérêts nette	83	327	289	—	36	
A	4 548	3 784	637	2 989	2 804	
Capital investi – début de la période de 12 mois						
Dette nette	11 254	13 516	7 226	3 248	1 849	
Capitaux propres	35 192	32 485	14 523	11 896	9 084	
D	46 446	46 001	21 749	15 144	10 933	
Capital investi – fin de la période de 12 mois						
Dette nette	6 976	11 254	13 377	7 226	3 248	
Capitaux propres	38 600	35 192	34 111	14 523	11 896	
	45 576	46 446	47 488	21 749	15 144	
Capital moyen investi ¹⁾	B	44 956	46 075	35 128	18 447	13 039
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	10,1	8,2	1,8	16,2	21,5
Coûts capitalisés moyens liés aux projets importants en cours	C	12 106	12 890	10 655	5 149	3 454
RCI, à l'exclusion des projets importants en cours (%)	A/(B-C)	13,8	11,4	2,6	22,5	29,3

1) Le capital moyen investi pour les exercices 2009 à 2011 correspond à la moyenne, sur 13 mois, du solde du capital investi au début de la période de 12 mois et des soldes de fin de mois du capital investi durant le reste de la période de 12 mois. Le capital moyen investi pour 2007 et 2008 est calculé selon une moyenne simple (B+D)/2. Cette modification du calcul a été apportée pour tenir compte de l'important capital investi acquis par suite de la fusion avec Petro-Canada en 2009. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR pour tenir compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, les variations attribuables au calendrier de conclusion ou de paiement des positions prises aux fins de la gestion des risques, aux achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières, aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat, qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité d'une période à l'autre.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars) ¹⁾	Sables pétrolifères			Exploration et production			Raffinage et commercialisation		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Résultat net	2 603	1 520	557	306	1 938	78	1 726	819	407
Ajustements pour :									
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépletion et pertes de valeur	1 374	1 310	922	2 035	1 978	1 032	444	440	317
Impôt sur le résultat différé	895	487	(643)	354	196	(96)	494	269	99
Augmentation des passifs	85	130	111	69	103	43	3	2	1
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	(316)	960	—	—	—	3	—	(14)
Perte (profit) à la cession d'actifs	122	14	70	31	(998)	(20)	(16)	(30)	16
Rémunération fondée sur des actions	(35)	55	90	(4)	24	31	(21)	39	35
Frais d'exploration	—	—	—	28	96	183	—	—	—
Profit lié au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	(438)	—	—	—	—	—	—
Autres	(472)	(423)	(378)	27	(12)	29	(59)	(1)	60
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	4 572	2 777	1 251	2 846	3 325	1 280	2 574	1 538	921
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(676)	(890)	(202)	398	(320)	(78)	600	(260)	(270)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 896	1 887	1 049	3 244	3 005	1 202	3 174	1 278	651

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars) ¹⁾	Siège social, négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Résultat net	(331)	(448)	104	4 304	3 829	1 146
Ajustements pour :						
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépletion et pertes de valeur	99	75	35	3 952	3 803	2 306
Impôt sur le résultat différé	(99)	(201)	(85)	1 644	751	(725)
Augmentation des passifs	—	—	—	157	235	155
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	183	(426)	(858)	183	(426)	(858)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(43)	31	34	(40)	(285)	980
Perte (profit) à la cession d'actifs	(1)	39	—	136	(975)	66
Rémunération fondée sur des actions	(42)	(5)	106	(102)	113	262
Frais d'exploration	—	—	—	28	96	183
Profit lié au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	—	—	—	(438)
Autres	(12)	(49)	11	(516)	(485)	(278)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(246)	(984)	(653)	9 746	6 656	2 799
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(80)	300	326	242	(1 170)	(224)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(326)	(684)	(327)	9 988	5 486	2 575

1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour les cinq derniers exercices de Suncor. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles des exercices 2007 à 2009 sont présentés selon le référentiel comptable antérieur.

(en millions de dollars)	2011	2010	2009	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	9 988	5 486	2 575	4 462	3 893
(Diminution) augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(242)	1 170	224	(405)	144
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	9 746	6 656	2 799	4 057	4 037

Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR qui se calculent en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs des coûts de production du secteur Sables pétrolifères sur lesquels la Société exerce un contrôle ou qui n'ont pas d'incidence directe sur les activités de production courantes. La direction utilise les charges opérationnelles décaissées pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes.

(en millions de dollars)	2011	2010	2009
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ¹⁾	5 169	4 537	4 277
Moins les charges opérationnelles liées à Syncrude	(529)	(473)	(199)
Moins les autres coûts non liés à la production ²⁾	(299)	(201)	(517)
Autres ajustements ³⁾	138	127	38
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères	4 479	3 990	3 599
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/baril)	40,20	38,65	33,95

1) Les données de 2009 sont établies conformément au référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés à la remobilisation ou au report de projets de croissance ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minéral.

- 3) Les autres ajustements comprennent l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks, l'augmentation des passifs liés aux provisions de restauration et de remise en état et le coût du diluant acheté.

Les charges opérationnelles décaissées ont également été retraitées pour rendre compte de la transition aux IFRS. Le tableau qui suit présente un rapprochement des montants présentés antérieurement et des montants présentés dans le présent rapport de gestion :

	Exercice clos le 31 décembre 2010	
	en millions de dollars	\$/b
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères déjà établies	4 012	38,85
Ajustements IFRS :		
Augmentation des passifs	(16)	
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(6)	
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères après retraitement, montant présenté dans le présent rapport de gestion	3 990	38,65

14. MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière des informations qui étaient à notre disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés et en fonction de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations de la réserve 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 immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de prévisions 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 décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats opérationnels et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures 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 », « à l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue » et autres expressions analogues.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion 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 zone de minerai de bitume de qualité inférieure à la mine Millennium aura une incidence sur les activités opérationnelles de la Société jusqu'au début du quatrième trimestre de 2012, après quoi la qualité du minerai de bitume devrait revenir aux degrés constatés précédemment;
- les nouveaux puits de MacKay River qui entreront en production au cours du quatrième trimestre de 2011 et tout au long de 2012, conjugués aux efforts de reconditionnement de puits, contrebalanceront la

déplétion naturelle des gisements aux plateformes de puits existantes;

- Hibernia Sud ne fera l'objet d'aucun effort important de maintien ou d'accroissement de la production jusqu'à ce que de nouveaux puits de développement ne soient forés et que d'autres structures sous-marines n'entrent en service, ce qui est prévu d'ici 2014;
- la poursuite de l'accroissement graduel de la production de bitume tirée du prolongement nord de la mine de Steepbank et la prévision de Suncor selon laquelle le prolongement permettra d'accroître la productivité de l'ensemble des activités d'exploitation minière et de diminuer les charges opérationnelles en réduisant les engorgements à la mine Millennium et les distances moyennes de transport;
- la prévision de Suncor selon laquelle, advenant l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire nécessaires à l'agrandissement de la zone d'exploitation visée par le prolongement nord de la mine de Steepbank, la nouvelle zone ainsi élargie accroîtra la quantité de bitume récupérable.

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

- les travaux de maintenance planifiés devant être effectués au deuxième trimestre de 2012 dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, au moment où la Société prévoit procéder à un arrêt de production à l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1;
- les travaux de maintenance planifiés devant être effectués au troisième trimestre de 2012 dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, au moment où la Société prévoit procéder à des travaux de maintenance à la tour sous vide et à un arrêt de production à l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 2;
- la prévision de Suncor selon laquelle des travaux de maintenance portant sur les unités de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 1 et de l'usine de valorisation 2 seront effectués en 2012;
- le programme de maintenance à quai d'une durée de 21 semaines planifié à Terra Nova au deuxième semestre de 2012, pendant lequel la Société prévoit remplacer la tête d'injection d'eau de la navette de stockage à bord et de déchargement et procéder au remplacement des infrastructures sous-marines, ce qui devrait résoudre les problèmes d'H₂S, la Société prévoyant la reprise des

activités de production dans le champ pétrolifère avant la fin de 2012;

- le programme de maintenance hors station d'une durée de 18 semaines planifié à White Rose à compter du deuxième trimestre de 2012, principalement en réponse aux problèmes liés au système de propulsion de la navette de stockage à bord et de déchargement;
- les travaux de maintenance planifiés devant être effectués à Hibernia et à Buzzard au troisième trimestre de 2012;
- le fait que Suncor s'attend à ce qu'il n'y ait aucune production à Terra Nova au cours du programme de maintenance à quai et aucune production à White Rose au cours du programme de maintenance hors station, et que la mise en œuvre efficace de ces programmes permettra à la Société de multiplier les succès qu'elle connaît déjà;
- les interruptions de production planifiées en 2012 aux raffineries de la Société, notamment lors des travaux de maintenance portant sur les unités de traitement du brut des raffineries de Sarnia et de Commerce City et des travaux de maintenance mineurs visant les unités de valorisation secondaire des quatre raffineries.

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

- le projet de réduire la teneur en benzène de l'essence produite à la raffinerie de Commerce City devrait être achevé d'ici le deuxième trimestre de 2012;
- les estimations des coûts et les dates d'achèvement des travaux ciblées, qui sont fournies dans le tableau à jour des principaux projets de croissance, doivent être respectées;
- Suncor prévoit mettre en service les unités de cogénération de la troisième phase d'agrandissement de Firebag au premier trimestre de 2012;
- les deuxième et troisième plateformes d'exploitation de la troisième phase d'agrandissement de Firebag devraient entrer en production de bitume au premier semestre de 2012, et
- la troisième phase d'agrandissement de Firebag devrait continuer d'accroître sa production tout au long de 2012 et atteindre sa pleine capacité de production au deuxième semestre de 2013;
- la capacité prévue pour chacune des troisième et quatrième phases d'agrandissement de Firebag s'élève à 62 500 b/j de bitume et que la quatrième phase

permettra de produire un nombre de barils équivalent à la troisième phase;

- en ce qui concerne la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, Suncor s'attend à poursuivre la construction des plateformes de puits, des installations de traitement centralisé et des unités de cogénération en 2012, et à entreprendre les travaux d'injection de vapeur à la première plateforme d'exploitation au quatrième trimestre de 2012 de sorte que la production de pétrole puisse commencer à la fin du premier trimestre de 2013;
- Suncor prévoit que les travaux de construction liés à l'unité d'hydrotraitement du projet MNU commenceront en 2012, que la mise en service de l'unité d'hydrogène du projet MNU sera achevée à la mi-année et que le projet MNU améliorera la fiabilité et la disponibilité des installations de valorisation de Suncor;
- Suncor s'attend à ce que la zone Golden Eagle abrite des installations autonomes conçues pour générer une production brute de 70 000 bep/j et que les dépenses en immobilisations engagées en 2012 servent essentiellement à construire les installations en surface et à fabriquer le treillis destiné à la plateforme gravitaire;
- la Société prévoit construire un plus grand nombre d'installations de séchage de résidus et finir d'implanter l'infrastructure TRO^{MC} d'ici le quatrième trimestre de 2012;
- les autres dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base devraient être axées sur les investissements de maintien, qui visent à maintenir les capacités de production des installations existantes, et comprennent le coût des travaux de maintenance planifiés, le remplacement des catalyseurs, des camions et des pelles et les remplacements relatifs aux services publics, aux routes et aux autres installations;
- la Société prévoit engager des dépenses en immobilisations in situ afin de se concentrer sur la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits à Firebag et à MacKay River ainsi que sur l'avancement du programme de creusage de puits intercalaires à Firebag;
- la Société entend présenter le budget lié à la mise en valeur conjointe des projets de l'usine de valorisation Voyageur, de Fort Hills et de Joslyn au conseil d'administration en 2013 afin qu'il l'approuve;
- Suncor prévoit engager en 2012 des dépenses en immobilisations liées à l'usine de valorisation Voyageur afin de se concentrer sur la validation de l'ampleur du projet, sur la préparation de son plan d'exécution, sur

les études techniques et sur l'avancement de la préparation des chantiers;

- Suncor prévoit engager en 2012 des dépenses en immobilisations liées au projet Fort Hills afin de se concentrer sur l'avancement de la validation des plans de conception et de la préparation des chantiers ainsi que sur l'obtention des pièces exigeant un long délai de livraison;
- Suncor prévoit engager en 2012 des dépenses en immobilisations liées au projet Joslyn afin de se concentrer sur de nouveaux travaux de conception, sur l'avancement des études techniques préliminaires et sur la préparation des chantiers;
- la Société prévoit engager des dépenses en immobilisations liées à Syncrude afin de se concentrer sur le remplacement du train minier à la mine Mildred Lake, sur le déménagement du train minier de la mine Aurora et sur la durabilité des initiatives de maintenance;
- Suncor prévoit que le deuxième puits pilote nécessaire au soutien à l'injection d'eau pour les projets d'extension à White Rose sera achevé au deuxième trimestre de 2012 et que les résultats du puits pilote, de pair avec les évaluations en cours, contribueront à déterminer l'ampleur de la mise en valeur future du champ West White Rose;
- à Hebron, la Société prévoit achever les travaux d'ingénierie préliminaires, entreprendre les travaux de conception détaillée et octroyer d'importants contrats de construction en 2012 et elle s'attend à ce que les autorités de réglementation donnent leur approbation en 2012 et que les propriétaires de coentreprises prennent par la suite une décision quant à l'autorisation des dépenses;
- en 2012, la Société prévoit entreprendre le forage d'un puits d'exploration en vue des travaux de prospection qui seront réalisés dans la partie britannique de la mer du Nord par la coentreprise Romeo, et participer au forage d'un puits d'exploration non exploité dans la partie norvégienne de la mer du Nord;
- Suncor prévoit engager d'autres dépenses en immobilisations liées aux activités opérationnelles du secteur Côte Est du Canada afin de se concentrer sur les travaux de forage de développement réalisés dans le cadre des projets Terra Nova, Hibernia et White Rose, sur le remplacement de la tête d'injection de la navette de stockage à bord et de déchargement et la résolution des problèmes liés à la présence d'H₂S à Terra Nova, sur les travaux de maintenance du système de propulsion de la navette de stockage à bord et de déchargement à

White Rose et sur l'obtention de l'équipement sous-marin nécessaire à la mise en valeur d'Hibernia Sud;

- la Société prévoit entreprendre le forage d'un puits d'appréciation dans le gisement découvert dans la zone Beta au premier trimestre de 2012 et participer au forage d'un puits d'exploration au large des côtes norvégiennes;
- en ce qui concerne les activités opérationnelles du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), la Société prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans la formation pétrolière Cardium et dans la formation gazière Montney.

D'autres éléments de la stratégie de Suncor pour 2012, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- la prévision que les initiatives en matière de gestion de l'excellence opérationnelle du secteur Sables pétrolifères se traduiront par une optimisation continue de l'utilisation des installations et de la productivité de la main-d'œuvre;
- le portefeuille de projets technologiques in situ de la Société, lequel devrait s'avérer un levier d'amélioration de la production et de l'efficacité actuelles tout en générant de futurs débouchés, et l'orientation de ce portefeuille sur des défis concernant aussi bien les mines souterraines que les mines à ciel ouvert;
- la prévision de la Société selon laquelle la mise en valeur du projet Golden Eagle, d'Hibernia Sud, des projets d'extension à White Rose et du projet Hebron constituent des occasions intéressantes qui permettront de diminuer les coûts et de générer des flux de trésorerie;
- les activités du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) tableront sur la réduction des coûts tout en exploitant des gisements non conventionnels riches en liquides;
- la prévision selon laquelle le secteur Raffinage et commercialisation continuera de mettre l'accent sur la sûreté et la fiabilité de ses activités opérationnelles, tablera sur la force de sa marque pour accroître ses produits non tirés du pétrole par l'entremise du réseau de dépanneurs et de lave-autos de la Société et élargira sa gamme de produits lubrifiants;
- le segment Négociation de l'énergie optimisera les capacités stipulées dans les conventions actuelles afférentes à la capacité de production des pipelines et à la capacité de stockage, tout en optimisant la production actuelle et future.

Autres éléments :

- l'évaluation par Suncor de la situation qui a cours en Syrie, y compris le calcul de la valeur nette recouvrable de ses actifs nets dans ce pays, qui n'a pas indiqué la nécessité de comptabiliser une perte de valeur pour le moment, ainsi que sa prévision selon laquelle, advenant la levée du cas de force majeure, elle pourra recouvrer sa quote-part de tout volume produit durant la période de validité du cas de force majeure, et sa conviction qu'elle a droit de recevoir certains montants à cet égard;
- l'optimisme de Suncor quant à la reprise progressive des affaires en Libye et son appréciation de la situation en Libye, notamment en ce qui a trait à la dépréciation des actifs nets, à l'état des actifs physique et au maintien des taux de production;
- le fait que la direction soit d'avis que Suncor disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations d'une valeur de 7,5 G\$ prévu pour 2012 et satisfaire à ses besoins à court terme et à long terme en matière de fonds de roulement, et qu'elle pourra obtenir, au besoin, suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises;
- le fait que la direction soit d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- l'intention de Suncor de maintenir l'accès à l'emprunt de papier commercial à court terme à des taux concurrentiels en gardant la dette à court terme aux niveaux actuels;
- l'entrée en fonction de Steve Williams comme chef de la direction en mai 2012;
- la prévision de la Société selon laquelle l'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements devraient avoir une notation élevée;
- l'analyse de Suncor concernant les répercussions du projet de loi C-13, selon laquelle la législation entraînera, au cours des exercices à venir, une baisse des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles en devant le paiement d'impôt en trésorerie exigible, sans toutefois avoir d'incidence significative sur le résultat net.

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.

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 peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; 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 de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant 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 de production des installations touchées; notre dépendance à l'égard de la capacité de production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minéral, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; les charges opérationnelles soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé 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 infrastructures à Fort McMurray même et dans la région environnante (notamment les

habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume); le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, 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 capacité de 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 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 des activités opérationnelles en Libye et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions ou des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation sont, entre autres, les

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment 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'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; 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; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite d'attaques de pirates informatiques ou de cyberterroristes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur 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'actifs et de passifs 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 cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du

degré d'exactitude; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévus; et l'évaluation inexacte de la valeur des actifs acquis et des passifs épongés dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque », et dans la notice annuelle de 2011 datée du 1^{er} mars 2012 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. 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 en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Il incombe à la direction de Suncor Énergie Inc. de préparer et de présenter les états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. ainsi que toutes les informations financières connexes contenues dans le rapport annuel, y compris le rapport de gestion.

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board. Ils comprennent certains montants fondés sur des estimations et des jugements.

De l'avis de la direction, les états financiers consolidés ont été préparés suivant les règles de l'art dans les limites raisonnables de l'importance relative et dans le cadre des principales méthodes comptables qui ont été adoptées par la direction. Dans le cas où il existe d'autres méthodes comptables, la direction a retenu celles qui, selon elle, conviennent le mieux aux circonstances. Pour assumer ses responsabilités quant à l'intégrité et à la fiabilité des états financiers, la direction tient à jour un système de contrôles internes et s'appuie sur ce système, qui est conçu pour garantir que les opérations sont dûment autorisées et inscrites, que les actifs sont protégés contre tout usage ou toute cession non autorisés et que les passifs sont constatés. Ces contrôles comprennent des normes de qualité relatives à l'embauche et à la formation des salariés, des politiques et procédures officielles, un code de conduite interne et un programme de conformité connexe conçu pour déceler et surveiller les situations risquant d'entraîner des conflits d'intérêts, l'intégrité, notamment des registres comptables et des informations financières, et l'obligation pour les salariés et les membres de la direction de rendre compte de leur rendement dans des sphères de responsabilité appropriées et bien définies.

Par ailleurs, le système de contrôles internes est soutenu par le personnel professionnel du service d'audit interne, qui procède à des audits périodiques de l'information financière de la Société.

Le comité d'audit du conseil d'administration, composé de cinq administrateurs indépendants, s'assure de l'efficacité des systèmes d'information financière, des systèmes d'information de gestion, des systèmes de contrôles internes et des auditeurs internes de la Société. Il recommande au conseil d'administration la candidature de l'auditeur externe devant être nommé par les actionnaires à chaque assemblée annuelle et s'assure de l'indépendance et de l'efficacité de son travail. De plus, il passe en revue, conjointement avec la direction et l'auditeur externe, les questions importantes liées à l'information financière, le mode de présentation et l'incidence des risques et incertitudes importants, ainsi que les estimations et hypothèses clés de la direction qui pourraient avoir de l'importance pour l'information financière. Le comité d'audit nomme les évaluateurs de réserves indépendants. Il se réunit au moins une fois par trimestre pour examiner et approuver les états financiers intermédiaires avant leur publication, ainsi qu'une fois l'an pour examiner les états financiers et le rapport de gestion annuels, la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor et les estimations annuelles des réserves et des ressources, de même que pour recommander l'approbation de ces documents au conseil d'administration. Les auditeurs internes et l'auditeur externe, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., peuvent communiquer en tout temps avec la Société, le comité d'audit et le conseil d'administration.



Richard L. George
Chef de la direction



Bart W. Demosky
Chef des Finances

Le 23 février 2012

Le rapport suivant présenté par la direction porte sur le contrôle interne de la Société à l'égard de la présentation de l'information financière (selon la définition des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la loi intitulée *U.S. Securities Exchange Act of 1934*) :

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

1. La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière.
2. La direction s'est fondée sur le cadre établi dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway pour procéder à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.
3. La direction a procédé à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2011 et a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace à cette date. De plus, selon cette appréciation, la direction a établi qu'il n'existait pas de faiblesses importantes du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2011. En raison de leurs limitations inhérentes, il est possible que les systèmes de contrôle interne à l'égard de l'information financière ne puissent prévenir ou trouver les inexactitudes, et même les systèmes réputés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.
4. L'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2011 a fait l'objet d'un audit par l'auditeur indépendant, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comme l'indique le rapport de l'auditeur figurant aux présentes.



Richard L. George
Chef de la direction



Bart W. Demosky
Chef des Finances

Le 23 février 2012

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

AUX ACTIONNAIRES DE SUNCOR ÉNERGIE INC.

Nous avons effectué l'audit intégré des états financiers consolidés de Suncor Énergie Inc. pour l'exercice 2011 et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2011 et l'audit de ses états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. Nos opinions, fondées sur nos audits, sont présentées ci-après.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. (la « Société »), qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2011 et 2010 et au 1^{er} janvier 2010 et les états consolidés du résultat global et de la variation des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie des exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010 ainsi que les notes annexes, y compris un résumé des principales méthodes comptables.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Les normes d'audit généralement reconnues du Canada requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir par sondage des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit sur les états financiers consolidés.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2011 et 2010 et au 1^{er} janvier 2010, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010 conformément aux Normes internationales d'information financière telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board.

RAPPORT SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2011 en nous fondant sur les critères établis dans le rapport *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway.

Responsabilité de la direction pour le contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction est responsable du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui est incluse dans le Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière en nous fondant sur notre audit. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a été effectué conformément aux normes établies par le Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'auditeur planifie et réalise l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

L'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière comporte l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière, en fonction de l'évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre d'autres procédures jugées nécessaires dans les circonstances.

Nous estimons que les éléments probants recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

Définition du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une entité est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les principes et procédures qui : i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de l'entité; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont inscrites comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de l'entité ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et des administrateurs de l'entité; iii) et fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de l'entité qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

Limites inhérentes

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou d'une détérioration du niveau de respect des politiques ou des procédures.

Opinion

À notre avis, la Société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2011 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le COSO.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables agréés

Calgary (Alberta)

Le 23 février 2012

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 7)	39 337	32 003
Autres produits (note 8)	453	601
	39 790	32 604
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	18 723	14 831
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (notes 9 et 27)	8 424	7 984
Transport	736	703
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur (note 10)	3 952	3 803
Exploration	116	218
Perte (profit) à la cession d'actifs	136	(975)
Frais de démarrage de projets	163	77
Charges de financement (note 11)	471	187
	32 721	26 828
Résultat avant impôt	7 069	5 776
Charges d'impôt sur le résultat (note 12)		
Exigible	1 121	1 196
Différé	1 644	751
	2 765	1 947
Résultat net	4 304	3 829
Autres éléments du résultat global		
Ajustement de différences de conversion	230	(437)
Ajustement de différences de conversion lié aux actifs détenus en vue de la vente	—	(63)
Différences de conversion reclassées au résultat net	14	49
Couvertures de flux de trésorerie reclassées au résultat net	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 117 \$ (49 \$ en 2010)	(339)	(152)
Autres éléments du résultat global	(95)	(604)
Résultat global	4 209	3 225
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 13)		
De base	2,74	2,45
Dilué	2,67	2,43
Dividendes en trésorerie	0,43	0,40

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 14)	3 803	1 077	505
Débiteurs	5 412	5 253	3 936
Stocks (note 16)	4 205	3 141	2 971
Impôt sur le résultat à recouvrer	704	734	587
Actifs détenus en vue de la vente (note 17)	—	762	—
Total de l'actif courant	14 124	10 967	7 999
Immobilisations corporelles, montant net (note 18)	52 589	49 958	51 556
Exploration et évaluation (note 19)	4 554	3 961	4 342
Autres actifs (note 20)	311	230	259
Goodwill et autres immobilisations incorporelles (note 21)	3 139	3 422	3 433
Actifs d'impôt différé (note 12)	60	69	210
Total de l'actif	74 777	68 607	67 799
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Dette à court terme (note 22)	763	1 984	2 317
Tranche courante de la dette à long terme (note 22)	12	518	25
Créditeurs et charges à payer	7 755	6 443	5 773
Tranche courante des provisions (note 25)	811	608	882
Impôt à payer	969	929	1 274
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 17)	—	586	—
Total du passif courant	10 310	11 068	10 271
Dette à long terme (note 22)	10 004	9 829	11 679
Autres passifs non courants (note 23)	2 392	2 103	2 073
Provisions (note 25)	3 752	2 504	3 305
Passifs d'impôt différé (note 12)	9 719	7 911	7 986
Capitaux propres	38 600	35 192	32 485
Total du passif et des capitaux propres	74 777	68 607	67 799

Se reporter aux notes annexes.

Steven W. Williams

Steven W. Williams
Administrateur

Le 23 février 2012

Michael W. O'Brien

Michael W. O'Brien
Administrateur

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Activités opérationnelles		
Résultat net	4 304	3 829
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 952	3 803
Impôt sur le résultat différé	1 644	751
Désactualisation	157	235
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	183	(426)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(40)	(285)
Perte (profit) à la cession d'actifs	136	(975)
Rémunération fondée sur des actions	(102)	113
Exploration	28	96
Autres	(516)	(485)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie (note 15)	242	(1 170)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	9 988	5 486
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	(6 850)	(6 010)
Acquisitions	(842)	—
Produit de la cession d'actifs	3 074	3 088
Autres placements	(6)	3
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie (note 15)	26	(193)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(4 598)	(3 112)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(1 221)	(333)
Variation nette de la dette à long terme	(4)	(924)
Remboursement de la dette à long terme	(500)	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	213	81
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 26)	(500)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(664)	(611)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 676)	(1 787)
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	2 714	587
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	12	(15)
Trésorerie et équivalents au début de la période	1 077	505
Trésorerie et équivalents à la fin de la période	3 803	1 077
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	672	690
Impôt sur le résultat payé	885	1 193

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Différences de conversion	Couverture de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
1^{er} janvier 2010	20 053	536	—	15	11 881	32 485	1 559 778
Résultat net	—	—	—	—	3 829	3 829	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	(451)	—	—	(451)	—
Variation nette des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(152)	(152)	—
Résultat global	—	—	(451)	(1)	3 677	3 225	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(611)	(611)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	122	(33)	—	—	—	89	5 292
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	13	—	—	—	(13)	—	419
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	4	—	—	—	4	—
31 décembre 2010	20 188	507	(451)	14	14 934	35 192	1 565 489
Résultat net	—	—	—	—	4 304	4 304	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	244	—	—	244	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(339)	(339)	—
Résultat global	—	—	244	—	3 965	4 209	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(664)	(664)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	325	(57)	—	—	—	268	9 920
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	12	—	—	—	(12)	—	355
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 26)	(222)	—	—	—	(278)	(500)	(17 128)
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	94	—	—	—	94	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	1	—	—	—	1	—
31 décembre 2011	20 303	545	(207)	14	17 945	38 600	1 558 636

Se reporter aux notes annexes.

SUNCOR ÉNERGIE INC.

NOTES ANNEXES

1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor portent notamment sur la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société visent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 - 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés ont été établis conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada, tels que publiés par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. En 2010, les PCGR du Canada ont été révisés afin d'y inclure les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Depuis le 1^{er} janvier 2011, les états financiers consolidés de la Société sont établis selon les IFRS et IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière », (« IFRS 1 ») est appliquée. Auparavant, la Société dressait ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada en vigueur avant le 1^{er} janvier 2011 (le « référentiel comptable antérieur »). Les chiffres comparatifs, établis selon le référentiel comptable antérieur, ont été retraités selon les IFRS (voir la note 6).

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés reposent sur les IFRS publiées et en vigueur au 23 février 2012, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est décrit à la note 3. Les méthodes comptables décrites à la note 3 ont été appliquées uniformément pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers, sauf dans le cas de l'état consolidé de la situation financière d'ouverture en IFRS, pour lequel certaines exemptions prévues aux termes d'IFRS 1 ont été utilisées (voir la note 6).

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

d) Recours à des estimations et à des jugements

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque les événements futurs se concrétisent. Les estimations et hypothèses significatives utilisées dans la préparation des états financiers sont décrites à la note 4.

3. SOMMAIRE DES MÉTHODES COMPTABLES SIGNIFICATIVES

a) Périmètre de consolidation

La Société consolide sa participation dans les entités qu'elle contrôle. Le contrôle s'entend du pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin de tirer des avantages de ses activités. Suncor constate sa quote-part de l'actif, du passif, des produits des activités ordinaires et des charges des entités et actifs contrôlés conjointement, selon la méthode proportionnelle. Les participations dans les entités sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. Les transactions et les soldes intersociétés ont tous été éliminés.

b) Conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle des entités de la Société correspond à la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités. Les transactions en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie fonctionnelle

appropriée à l'aide de taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis dans la monnaie fonctionnelle appropriée aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les différences de conversion sont comptabilisées en résultat. Les actifs non monétaires qui sont évalués en monnaies étrangères au coût historique sont convertis au cours en vigueur à la date de la transaction.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés de la Société, les états financiers de chaque entité sont convertis en dollars canadiens. Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits des activités ordinaires et les charges des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens au moyen de taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction sous-jacente. Les différences de conversion sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Lorsque la Société ou une entité dans laquelle elle détient une participation procède à la sortie de la totalité de sa participation dans un établissement à l'étranger ou qu'il y a perte du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable à l'égard de l'établissement à l'étranger, le montant cumulé des différences de conversion relatives à l'établissement à l'étranger est comptabilisé en résultat net.

c) Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits achetés et de produits pétroliers raffinés sont constatés lorsque le titre de propriété est cédé au client et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les produits des activités ordinaires tirés des biens dans lesquels la Société détient une participation avec d'autres producteurs sont comptabilisés en fonction de sa participation directe nette. L'écart entre le pétrole brut et le gaz naturel vendus et la quote-part de la production revenant à la Société donne lieu à des enlèvements déficitaires ou excédentaires. Les enlèvements déficitaires sont inscrits dans les débiteurs à la valeur de marché et entraînent une augmentation correspondante des produits des activités ordinaires, tandis que les enlèvements excédentaires sont inscrits dans les créditeurs à la valeur de marché et entraînent une diminution correspondante des produits des activités ordinaires. Les produits des activités ordinaires tirés de la production de pétrole et de gaz naturel sont constatés après déduction des charges liées aux redevances.

Les résultats des activités internationales menées en vertu de contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) sont comptabilisés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société. En vertu des CEPP, la Société et d'autres partenaires non gouvernementaux, le cas échéant, payent toutes les charges d'exploration et une part proportionnelle des dépenses d'exploration et de mise en valeur des concessions. Chaque CEPP établit des conditions précises selon lesquelles la Société peut, d'une part, récupérer de tels coûts (récupération des coûts pétroliers) et, d'autre part, participer aux bénéfices tirés de la production (bénéfices pétroliers). La récupération des coûts pétroliers est déterminée conformément à une formule généralement limitée à un pourcentage spécifié de la production au cours de chaque exercice. Les bénéfices pétroliers sont la part restante de la production après déduction de la récupération des coûts pétroliers et ils sont partagés entre les coentrepreneurs et le gouvernement de chaque pays. La récupération des coûts pétroliers et les bénéfices pétroliers de la Société sont constatés à titre de produits des ventes. L'impôt sur le résultat que la Société doit payer en vertu des lois des pays concernés est payé par les partenaires de coentreprise de la Société en notre nom, et la Société présente ces montants à titre de produits des ventes. Tous les autres montants qui reviennent au gouvernement, outre l'impôt sur le résultat, sont considérés comme des droits de redevances.

Les contrats financiers et physiques conclus à des fins de transaction sont considérés comme étant des instruments financiers dérivés et toute variation de la juste valeur est comptabilisée sur une base nette dans les autres produits.

d) Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et ses équivalents sont essentiellement constitués des sommes déposées dans les banques, de dépôts à terme, de certificats de dépôt et de tous les autres placements hautement liquides au moment de l'achat.

e) Stocks

Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés, autres que les stocks détenus aux fins de négociation, sont évalués au plus faible du coût, établi selon la méthode du premier entré, premier sorti, et de la valeur nette de réalisation. Le coût comprend les dépenses directes et indirectes engagées pour amener un article ou un produit à son état et à son emplacement actuels. Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Les stocks détenus aux fins de négociation dans les activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie de la Société sont comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de vente, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres produits.

f) Actifs d'exploration et d'évaluation

Les frais liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers non productifs ou de permis d'exploration, les dépenses liées aux puits d'exploration et les coûts liés à l'évaluation du potentiel commercial des ressources sous-jacentes, y compris les coûts d'emprunt, sont initialement incorporés dans le coût des actifs d'exploration et d'évaluation. Certains frais d'exploration se rapportant aux biens d'exploitation de sables pétrolifères, y compris les frais liés aux études géologiques, géophysiques et sismiques et à l'échantillonnage, sont imputés aux frais d'exploration dès qu'ils sont engagés.

Les actifs d'exploration et d'évaluation font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer ou non l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Si une zone ou un puits d'exploration n'est plus considéré comme viable, les coûts connexes inscrits à l'actif sont imputés au résultat net.

Lorsque la direction établit avec une certitude raisonnable qu'un actif d'exploration et d'évaluation sera mis en valeur, comme le démontrent le classement des réserves prouvées et probables et les autorisations internes et externes appropriées, l'actif est viré aux immobilisations corporelles.

g) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût.

Les coûts liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers mis en valeur ou productifs et à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, y compris les frais liés à la réalisation d'études géologiques et géophysiques et au forage de puits de mise en valeur, de même que les coûts liés à la construction et à l'installation d'infrastructures spéciales, comme le matériel de tête de puits et les actifs de soutien, la mise en valeur de zones minières, les plateformes extracôticières et les structures sous-marines sont inscrits à l'actif à titre de biens pétroliers et gaziers dans les immobilisations corporelles.

Les coûts liés à la construction, à l'installation et à la mise en service, ou à l'acquisition, de matériel de production de pétrole et de gaz naturel, notamment les usines de valorisation des sables pétrolifères, les usines d'extraction, le matériel minier, les installations de traitement *in situ*, les centrales électriques, les centrales de services publics et les usines de traitement du gaz naturel et tous les actifs liés à l'énergie renouvelable, au raffinage, à la distribution et à la commercialisation et les obligations connexes de démantèlement et de remise en état sont inscrits à l'actif à titre d'immobilisations corporelles. Lorsqu'une immobilisation ou une composante d'une immobilisation qui a été amortie séparément est remplacée et qu'il est probable que les avantages économiques futurs qui y sont associés iront à la Société, le coût du remplacement est inscrit à l'actif et la valeur comptable de l'immobilisation remplacée est décomptabilisée.

Le coût des opérations de découverte requises pour accéder aux ressources de sables pétrolifères engagé au stade de la mise en valeur est inscrit à l'actif à titre d'investissement dans la construction de la mine. Les frais de découverte engagés au stade de la production sont passés en charges puisqu'ils se rapportent normalement à la production de la période.

Le coût des inspections, révisions et activités de maintenance majeures planifiées visant à maintenir des immobilisations corporelles et à favoriser les activités opérationnelles des exercices futurs est inscrit à l'actif. Les activités de maintenance planifiées périodiques effectuées à des intervalles plus courts sont passées en charges à titre de charges opérationnelles. Les remplacements qui n'ont pas lieu dans le cadre d'une inspection, d'une révision ou d'activités de maintenance majeures sont inscrits à l'actif s'il est probable que les avantages économiques futurs iront à la Société et la valeur comptable de l'immobilisation remplacée est décomptabilisée.

Les contrats de location ayant pour effet de transférer à la Société la presque totalité des avantages et des risques de propriété sont inscrits à titre de contrats de location-financement dans les immobilisations corporelles. Les coûts liés à tous les autres contrats de location sont comptabilisés dans les charges opérationnelles dès qu'ils sont engagés.

Les coûts d'emprunt se rapportant aux actifs dont la construction et la préparation à l'emploi nécessite un temps important sont incorporés dans le coût de l'actif dans les immobilisations corporelles. Les coûts d'emprunt ne sont plus incorporés dans le coût de l'actif lorsque celui-ci se trouve à l'endroit et dans l'état nécessaires pour être exploité de la manière prévue. L'incorporation des coûts d'emprunt est suspendue lorsque la construction d'un actif est interrompue pour une période prolongée.

h) Amortissement et dépréciation

Les actifs d'exploration et d'évaluation ne sont pas assujettis à l'amortissement et à la dépréciation, à l'exception des concessions de gaz naturel. Une fois que ces coûts ont été virés aux immobilisations corporelles et que la production commerciale a commencé, ces coûts sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur, à l'exception des coûts liés à l'acquisition de biens qui sont amortis sur les réserves prouvées.

Les dépenses en immobilisations associées aux projets de mise en valeur importants ne font pas l'objet d'un amortissement tant que les immobilisations ne sont pas pratiquement achevées et prêtes pour leur utilisation prévue.

Les coûts liés à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, ainsi que les coûts liés aux infrastructures spéciales, comme le matériel de tête de puits, les plateformes extracôtières et les structures sous-marines, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur. Une partie de ces coûts peut ne pas être amortie si elle se rapporte à des réserves non mises en valeur.

Les principales composantes des immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévue.

Usines de traitement de gaz naturel et actifs de transport	15 à 25 ans
Usines de valorisation des sables pétrolifères, usine d'extraction et installations minières	20 à 40 ans
Matériel d'extraction de sables pétrolifères	5 à 15 ans
Installations de traitement des sables pétrolifères <i>in situ</i>	30 ans
Centrales électriques et centrales de services publics	40 ans
Usine de raffinage, d'éthanol et de lubrifiants	20 à 40 ans
Commercialisation et autres actifs de distribution	20 à 40 ans

Les coûts liés aux inspections, aux révisions et aux activités de maintenance majeures qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont amortis selon le mode linéaire sur la période comprise entre le moment où ont lieu ces activités et le moment où elles auront lieu de nouveau, qui varie de deux à cinq ans.

Les taux d'amortissement et de déplétion sont revus une fois par année, ou lorsque des événements ou des situations se présentent et ont une incidence sur les coûts inscrits à l'actif, les réserves ou la durée de vie estimative.

i) Goodwill et autres immobilisations incorporelles

La Société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. L'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs acquis identifiables représente le goodwill et est attribué aux unités génératrices de trésorerie (« UGT ») ou groupes d'UGT qui devraient bénéficier du regroupement d'entreprises.

Les autres immobilisations incorporelles comprennent les listes de clients et la valeur de la marque.

Le goodwill et la valeur de la marque ont une durée d'utilité indéterminée et ne sont pas assujettis à l'amortissement. Les listes de clients sont amorties sur leur durée d'utilité prévue, soit de 5 à 10 ans. La durée d'utilité prévue du goodwill et des autres immobilisations incorporelles fait l'objet d'une révision annuelle.

j) Dépréciation d'actifs

Actifs non financiers

Les immobilisations incorporelles ayant une durée d'utilité indéterminée font l'objet d'un test de dépréciation annuel. Les actifs d'exploration et d'évaluation sont soumis à un test de dépréciation immédiatement avant que les coûts ne soient virés aux immobilisations corporelles. Tous les autres actifs sont soumis à un test de dépréciation lorsque les événements économiques indiquent que la valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable.

Aux fins du test de dépréciation, les actifs sont regroupés en UGT, définies comme le plus bas niveau de regroupement pour lequel les flux de trésorerie identifiables sont indépendants des flux de trésorerie d'autres groupes d'actifs. Une perte de valeur est comptabilisée au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » et correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT sur sa valeur recouvrable. La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de la vente est établie compte tenu des transactions récentes sur le marché, si elles sont disponibles, sans quoi un modèle d'évaluation approprié est utilisé. La valeur d'utilité est évaluée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus de l'actif ou de l'UGT concerné. Les actifs d'exploration et d'évaluation sont soumis au test de dépréciation avec l'UGT à laquelle les activités peuvent être attribuées ou au niveau du secteur auquel ils se rapportent si aucune UGT n'existe pour les activités d'exploration et d'évaluation concernées.

Pour tous les actifs et les UGT autres que le goodwill, les pertes de valeur sont reprises si des événements ou des circonstances ont donné lieu à un changement de la valeur recouvrable estimée depuis la période au cours de laquelle la perte de valeur a été constatée. Les reprises de pertes de valeur sont comptabilisées au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ».

Actifs financiers

À chaque date de clôture, la Société évalue s'il existe une indication de dépréciation d'un actif financier. Si un actif financier comptabilisé au coût amorti a subi une perte de valeur, le montant de la perte de valeur constatée correspond à la différence entre le coût amorti du prêt ou de la créance et sa valeur recouvrable. La perte de valeur est comptabilisée au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ».

k) Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs et les passifs sont classés comme détenus en vue de la vente s'il est prévu que leur valeur comptable sera recouvrée dans le cadre d'une cession plutôt que par l'utilisation continue. Les actifs ou groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les pertes de valeur constatées au classement initial d'un actif comme détenu en vue de la vente et les profits ou pertes ultérieurs déterminés à la réévaluation sont comptabilisés au poste « Perte (profit) à la cession d'actifs ». Les actifs classés comme détenus en vue de la vente ne sont assujettis à aucun type d'amortissement.

l) Provisions

Les provisions sont comptabilisées lorsque la Société a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Des provisions sont constatées au titre des obligations futures liées au démantèlement et à la remise en état des actifs d'exploration et d'évaluation et des immobilisations corporelles de la Société. Les provisions relatives aux obligations de démantèlement et de remise en état sont évaluées à la valeur actualisée de la meilleure estimation de la direction quant aux flux de trésorerie futurs requis pour régler l'obligation actuelle, selon le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit. La valeur de l'obligation est ajoutée à la valeur comptable de l'actif et amortie sur sa durée d'utilité. La provision est augmentée au fil du temps par l'imputation de montants au poste « Charges de financement », les charges réelles étant imputées à l'obligation accumulée. Les ajustements aux flux de trésorerie futurs estimés par suite de révisions de l'estimation du montant ou du moment de la sortie des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisés à titre de variation de la provision de démantèlement et de remise en état et des actifs connexes.

m) Impôt sur le résultat

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation de l'impôt sur le résultat. Selon cette méthode, l'impôt reporté peut être comptabilisé en tenant compte de l'incidence des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs ou des passifs. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués au moyen des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture qui devraient s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les différences temporelles devraient être recouvrées ou réglées. Les variations de ces soldes sont constatées dans le résultat ou les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution des dépenses connexes.

n) Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite

La Société offre des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite.

Les cotisations versées par la Société aux régimes à cotisations définies sont comptabilisées en charges dès qu'elles sont engagées. Le coût des régimes à prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par calcul actuariel au moyen de la méthode des unités de crédit projetées, en fonction des salaires actuels et des hypothèses économiques et démographiques les plus probables de la direction. Ces coûts sont inscrits au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». Les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et virés directement aux résultats non distribués.

Le passif comptabilisé à l'état de la situation financière correspond à la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies, diminué de la juste valeur des actifs du régime.

o) Régimes de rémunération fondée sur des actions

Aux termes des régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société, une rémunération fondée sur des actions est attribuée aux cadres, aux salariés et aux administrateurs non salariés. La charge de rémunération fondée sur des actions est comptabilisée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ».

Les options sur actions qui confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires sont comptabilisées comme si elles avaient été attribuées dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en actions. La charge est fondée sur la juste valeur des options au moment de l'attribution et est comptabilisée sur les périodes d'acquisition des options respectives. Une hausse correspondante est inscrite à titre de surplus d'apport. La contrepartie versée à la Société à l'exercice des options est portée en diminution du capital-actions et le montant correspondant inscrit au surplus d'apport est reclassé dans le capital-actions.

La rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en trésorerie ou qui peuvent être réglés en trésorerie ou en actions est comptabilisée comme si elle avait été attribuée dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Elle est évaluée à la juste valeur à chaque date de présentation de l'information financière et comptabilisée sur la période d'acquisition, et un ajustement correspondant est inscrit au passif. Lorsque des options sur actions sont rachetées contre trésorerie, les paiements réglés en trésorerie réduisent le passif impayé. Lorsque les options sur actions sont exercées en échange d'actions ordinaires, la contrepartie payée par le titulaire et le passif précédemment comptabilisé relativement aux options sont inscrits dans le capital-actions.

p) Instruments financiers

Tous les instruments financiers sont comptabilisés initialement à la juste valeur à l'état de la situation financière, déduction faite des coûts de transaction, le cas échéant (sauf dans le cas des instruments financiers comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, pour lesquels les coûts de transaction sont passés en charges dès qu'ils sont engagés). Par la suite, l'évaluation des instruments financiers dépend de leur classement.

Instruments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net

Actifs et passifs financiers qui sont détenus à des fins de transaction ou qui sont désignés comme instruments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net au moment de la comptabilisation initiale. Les variations de la juste valeur de ces instruments financiers sont portées au résultat.

Prêts et créances

Actifs financiers non dérivés à paiements fixes ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ils sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Détenus jusqu'à l'échéance

Actifs financiers non dérivés que l'entité a la capacité et l'intention de détenir jusqu'à l'échéance. Ils sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Autres passifs financiers

Passifs financiers qui ne sont pas classés à la juste valeur par le biais du résultat net. Ils sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Disponibles à la vente

Tous les autres actifs financiers non dérivés sont classés comme disponibles à la vente, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

La Société classe ses instruments financiers dérivés (sauf ceux qui sont désignés comme des instruments de couverture efficaces) dans les instruments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie et ses débiteurs dans les prêts et créances, ses instruments financiers compris dans les autres actifs comme disponibles à la vente et ses créditeurs et charges à payer, sa dette et ses autres passifs non courants dans les autres passifs financiers.

La Société a recours à des instruments financiers dérivés à des fins de gestion, dans le cadre de son programme global de gestion des risques, d'une certaine exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change, ainsi qu'à des fins de négociation. L'incidence sur le résultat des dérivés utilisés pour gérer un risque donné est

constatée dans les autres produits du secteur connexe. Les profits et les pertes découlant des activités de négociation sont constatés dans les autres produits du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations.

Certains contrats de marchandises physiques sont considérés comme des instruments financiers dérivés aux fins comptables. Les contrats de marchandises physiques conclus pour la réception ou la livraison selon les contraintes auxquelles la Société s'attend en matière d'achat, de vente ou d'utilisation ne sont pas considérés comme des instruments financiers dérivés.

Les dérivés incorporés dans d'autres instruments financiers ou d'autres contrats-hôtes sont comptabilisés comme des dérivés distincts lorsque les risques et les caractéristiques qui s'y rapportent ne sont pas étroitement liés à ceux du contrat-hôte.

q) Activités de couverture

La Société peut appliquer la comptabilité de couverture aux contrats qui sont admissibles à la comptabilité de couverture. À la naissance d'une relation de couverture, la Société prépare la documentation nécessaire pour satisfaire les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture. Les instruments désignés comme couvertures sont évalués à chaque date de présentation de l'information financière afin d'établir si la relation entre le dérivé et l'élément couvert est toujours efficace et quantifier toute inefficacité dans la relation.

Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de juste valeur, la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé et la variation de la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert sont portées au résultat net. Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de flux de trésorerie, les parties efficaces de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sont d'abord comptabilisées dans les autres éléments du résultat global puis passées en résultat net lorsque l'élément couvert est réalisé. La partie inefficace des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est aussitôt comptabilisée en résultat net. Les variations de la juste valeur des dérivés désignés comme élément d'une couverture de juste valeur ou de flux de trésorerie sont constatées au même poste que l'élément couvert sous-jacent.

r) Capital-actions

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres. Les coûts marginaux directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires et d'options sur actions sont comptabilisés en déduction des capitaux propres, déduction faite des incidences fiscales.

s) Distributions de dividendes

Les dividendes versés sur les actions ordinaires sont comptabilisés dans la période au cours de laquelle les dividendes sont approuvés par le conseil d'administration de la Société.

t) Résultat par action

Le résultat de base par action est obtenu en divisant le résultat net de la période par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le résultat dilué par action est calculé en ajustant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour tenir compte des actions ordinaires liées aux régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société ayant un effet dilutif. Le nombre d'actions est calculé au moyen de la méthode du rachat d'actions. Dans le cas des régimes de rémunération fondée sur des actions dont les paiements peuvent être réglés en actions ordinaires ou en trésorerie au gré du porteur, le résultat dilué par action est calculé selon le mode de paiement (en actions ou en trésorerie) qui a l'effet dilutif le plus important.

4. ESTIMATIONS COMPTABLES ET JUGEMENTS SIGNIFICATIFS

Ressources et réserves de pétrole et de gaz

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ainsi que les charges de démantèlement et de remise en état sont évaluées d'après les ressources et les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des ressources et des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui demande l'exercice d'un jugement professionnel. Toutes les réserves et certaines ressources ont été évaluées en date du 31 décembre 2011 par des experts indépendants en matière de pétrole conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur les définitions et les directives du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

Les estimations des réserves et des ressources de pétrole et de gaz sont fondées sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les projections des prix des marchandises à terme, les données techniques et le montant des futures dépenses et le moment où elles seront engagées, qui sont tous soumis à des incertitudes. Ces hypothèses tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au

31 décembre 2011, qui pourraient différer considérablement des conditions prévalant à d'autres moments au cours de l'exercice ou de périodes ultérieures. L'évolution de cette conjoncture du marché et de cette réglementation et ces hypothèses peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

Frais d'exploration et d'évaluation

Certains frais d'exploration et d'évaluation sont initialement incorporés dans le coût de l'actif dans le but d'établir des réserves viables sur le plan commercial. La Société doit faire des estimations et exercer son jugement à l'égard d'événements ou de circonstances futurs concernant la viabilité sur le plan économique de l'extraction des ressources sous-jacentes. Les frais font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer ou non l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Les forages improductifs et les changements concernant les données économiques du projet, les quantités de ressources, les techniques de production prévues, les coûts de production et les dépenses en immobilisations requises sont des facteurs importants à considérer dans le cadre de cette confirmation. S'il est établi que l'extraction des ressources n'est pas viable, une réduction de valeur est appliquée aux frais d'exploration et d'évaluation s'y rapportant et ces derniers sont imputés au résultat net.

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état des actifs d'exploration et d'évaluation et des immobilisations corporelles. Ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de la remise en état et de l'ampleur des travaux, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Les coûts réels sont incertains et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience opérationnelle, des prix et des projets de fermeture. Le moment prévu du démantèlement et de la remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux hypothèses liées aux coûts futurs attendus, aux taux d'actualisation et au moment du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Impôt sur le résultat différé

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées dans un avenir prévisible. Une différence significative entre les estimations de la Société et les résultats imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque juridiction fiscale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporelles imposables qui s'inverseront et donneront lieu à une sortie de trésorerie pour payer les autorités fiscales. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui nécessite l'exercice du jugement quant au résultat final. Une modification de l'estimation de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou le montant du règlement prévu et l'évolution des réglementations fiscales dans les juridictions fiscales où la Société exerce ses activités pourraient avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite

La Société offre des avantages à ses employés, notamment des prestations de retraite et d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite. Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite reçus par les employés est établi selon des méthodes d'évaluation et des hypothèses actuarielles. Une modification des hypothèses concernant les taux d'actualisation, le rendement attendu des actifs du régime et la croissance annuelle de la rémunération pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Dépréciation d'actifs

Une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est définie comme étant le plus petit groupe identifiable d'actifs intégrés qui génère des entrées de trésorerie largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le regroupement des actifs en UGT nécessite une part importante de jugement et d'interprétation en ce qui a trait au degré d'intégration des actifs, à l'existence de marchés actifs, au degré de similitude de l'exposition aux risques de marché, aux infrastructures partagées et à la façon dont la direction surveille les activités.

L'estimation de la valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Les principales hypothèses retenues par la Société pour estimer les flux de trésorerie futurs servant à déterminer la valeur recouvrable sont les futurs prix des marchandises prévus, les volumes de production prévus, les futures charges opérationnelles et de mise en valeur et les marges de raffinage. Une modification de ces

hypothèses influencerait sur les montants recouvrables des UGT et des actifs individuels et pourrait nécessiter un ajustement significatif de leur valeur comptable.

Instruments financiers dérivés

À défaut de données directement observables sur des marchés actifs, la Société a recours à des modèles et à des techniques d'évaluation de tiers qui reposent sur des données observables sur le marché afin d'estimer la juste valeur des instruments financiers dérivés. Outre les données de marché, la Société incorpore des détails de transaction précis que les participants dans le marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, incluant l'incidence de risques non liés au rendement.

5. PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

Instruments financiers : comptabilisation et évaluation

En novembre 2009, dans le cadre de son projet de remplacement de la Norme comptable internationale (IAS) 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié la première partie d'IFRS 9, « Instruments financiers », qui établit les exigences concernant le classement et l'évaluation des actifs financiers et a été révisée en octobre 2010 afin qu'y soient inclus les passifs financiers. La norme s'applique aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2015. L'incidence de cette norme ne pourra être pleinement établie tant que les phases du projet concernant la comptabilité de couverture et les pertes de valeur ne seront pas achevées.

Évaluation de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, « Évaluation de la juste valeur », qui établit une norme unique pour toutes les évaluations de la juste valeur, donne une définition plus précise de la juste valeur et étoffe les informations à fournir concernant l'évaluation de la juste valeur. L'application prospective de cette norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'adoption anticipée est autorisée. De l'avis de la Société, l'adoption de cette norme ne devrait pas se traduire par des changements importants à ses évaluations de la juste valeur ni aux informations à fournir à cet égard.

Entité présentant l'information financière

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 10, « États financiers consolidés », IFRS 11, « Partenariats », et IFRS 12, « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités », ainsi que des modifications à IAS 27, « États financiers individuels », et à IAS 28, « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ».

IFRS 10 établit un modèle unique de consolidation en modifiant la définition de contrôle de manière à ce que les mêmes critères de contrôle soient appliqués à tous les types d'entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités *ad hoc*. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats en mettant l'accent sur les droits et les obligations liés au partenariat et limite l'application de la comptabilisation selon la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. IFRS 12 est une norme de présentation de l'information qui vise toutes les formes de participations dans d'autres entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités *ad hoc*.

L'application rétrospective de ces normes, qui s'accompagne d'une exemption pour certaines transactions, entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'adoption anticipée est autorisée lorsque les cinq normes sont adoptées simultanément. La Société évalue actuellement l'incidence de ces normes.

Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 19, « Avantages du personnel », qui modifient les directives relatives à la comptabilisation et à la présentation des régimes à prestations définies et aux informations à fournir à leur sujet. La norme révisée exige la constatation immédiate des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, éliminant ainsi les options qui étaient offertes auparavant, et exige la présentation de nouvelles informations sur les régimes à prestations définies. L'application rétrospective de cette norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société ne prévoit pas que ces modifications auront une incidence significative.

Frais de découverte liés à la production

En octobre 2011, l'IASB a publié l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (IFRIC) 20, « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert ». Cette interprétation exige l'incorporation dans le coût de l'actif et dans l'amortissement des frais de découverte engagés pendant la phase de production lorsqu'une entité peut démontrer qu'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés, que les coûts peuvent être évalués de façon fiable et que l'entité peut identifier la section du gisement pour lequel l'accès a été amélioré. Cette interprétation s'applique rétrospectivement aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, l'application anticipée étant autorisée. La Société ne prévoit pas que cette interprétation aura une incidence importante.

6. PREMIÈRE APPLICATION DES IFRS

Le 1^{er} janvier 2011, la Société a commencé à présenter son information financière conformément aux IFRS. Les méthodes comptables présentées à la note 3 des présents états financiers consolidés ont été appliquées dans le cadre de la préparation des états financiers pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, et de la préparation de l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 (date de transition).

Auparavant, la Société préparait ses états financiers consolidés conformément au référentiel comptable antérieur (PCGR). Des rapprochements du référentiel comptable antérieur et des IFRS sont présentés pour les périodes comparatives aux pages qui suivent.

Rapprochement des capitaux propres au 31 décembre 2010

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur ¹⁾	Changements de présentation sur les activités abandonnées ²⁾	Autres changements de présentation ³⁾	Ajustements IFRS ⁴⁾	IFRS
Actif					
Actif courant					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 077	—	—	—	1 077
Débiteurs	5 253	—	—	—	5 253
Stocks	3 141	—	—	—	3 141
Impôt sur le résultat à recouvrer	734	—	—	—	734
Actifs d'impôt différé	210	—	(210)	—	—
Actifs détenus en vue de la vente ⁵⁾	98	658	—	6	762
Total de l'actif courant	10 513	658	(210)	6	10 967
Immobilisations corporelles, montant net⁵⁾⁶⁾⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹⁰⁾¹⁴⁾					
Exploration et évaluation	—	—	3 961	—	3 961
Autres actifs	451	—	(221)	—	230
Goodwill	3 201	—	(3 201)	—	—
Goodwill et autres immobilisations incorporelles					
Actifs d'impôt différé	56	—	13	—	69
Actifs des activités abandonnées	658	(658)	—	—	—
Total de l'actif	70 169	—	(197)	(1 365)	68 607
Passif et capitaux propres					
Passif courant					
Dette à court terme	2	—	1 982	—	1 984
Tranche courante de la dette à long terme					
Créditeurs et charges à payer ¹¹⁾¹²⁾	6 942	—	(604)	105	6 443
Tranche courante des provisions	—	—	604	4	608
Impôt à payer	929	—	—	—	929
Passifs d'impôt différé	37	—	(37)	—	—
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente ⁵⁾⁶⁾¹⁴⁾	98	484	—	4	586
Total du passif courant	8 526	484	1 945	113	11 068
Dette à long terme ⁷⁾	11 669	—	(1 982)	142	9 829
Charges à payer et autres passifs	4 154	—	(4 154)	—	—
Autres passifs non courants¹¹⁾¹²⁾					
Provisions ⁵⁾⁶⁾	—	—	2 293	211	2 504
Passifs d'impôt différé ¹⁴⁾	8 615	—	(160)	(544)	7 911
Passifs des activités abandonnées	484	(484)	—	—	—
Capitaux propres ⁵⁾⁶⁾⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹⁰⁾¹¹⁾¹²⁾¹³⁾¹⁴⁾	36 721	—	—	(1 529)	35 192
Total du passif et des capitaux propres	70 169	—	(197)	(1 365)	68 607

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

Rapprochement des capitaux propres au 1^{er} janvier 2010

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur ¹⁾	Changements de présentation ³⁾	Ajustements IFRS ⁴⁾	IFRS
Actif				
Actif courant				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	505	—	—	505
Débiteurs	3 936	—	—	3 936
Stocks	2 971	—	—	2 971
Impôt sur le résultat à recouvrer	587	—	—	587
Actifs d'impôt différé	332	(332)	—	—
Total de l'actif courant	8 331	(332)	—	7 999
Immobilisations corporelles, montant net ⁵⁾⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹⁴⁾	57 485	(4 297)	(1 632)	51 556
Exploration et évaluation	—	4 342	—	4 342
Autres actifs	536	(277)	—	259
Goodwill	3 201	(3 201)	—	—
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	—	3 433	—	3 433
Actifs d'impôt différé	193	17	—	210
Total de l'actif	69 746	(315)	(1 632)	67 799
Passif et capitaux propres				
Passif courant				
Dettes à court terme	2	2 315	—	2 317
Tranche courante de la dette à long terme	25	—	—	25
Créditeurs et charges à payer ¹¹⁾¹²⁾	6 529	(882)	126	5 773
Tranche courante des provisions	—	882	—	882
Impôt à payer	1 274	—	—	1 274
Passifs d'impôt différé	18	(18)	—	—
Total du passif courant	7 848	2 297	126	10 271
Dettes à long terme ⁷⁾	13 855	(2 315)	139	11 679
Charges à payer et autres passifs	5 062	(5 062)	—	—
Autres passifs non courants ¹¹⁾¹²⁾	—	2 053	20	2 073
Provisions ⁵⁾	—	3 009	296	3 305
Passifs d'impôt différé ¹⁴⁾	8 870	(297)	(587)	7 986
Capitaux propres ⁵⁾⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹¹⁾¹²⁾¹³⁾¹⁴⁾	34 111	—	(1 626)	32 485
Total du passif et des capitaux propres	69 746	(315)	(1 632)	67 799

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

Rapprochement du résultat global pour l'exercice clos le 31 décembre 2010

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur ¹⁾	Changements de présentation sur les activités abandonnées ²⁾	Autres changements de présentation ³⁾	Ajustements IFRS ⁴⁾	IFRS
Produits des activités ordinaires et autres produits					
Produits opérationnels	33 198	911	(2 106)	—	32 003
Moins les redevances	(1 937)	(41)	1 978	—	—
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	31 261	870	(128)	—	32 003
Autres produits	491	—	110	—	601
	31 752	870	(18)	—	32 604
Charges					
Achats de pétrole brut et de produits	14 911	(62)	(18)	—	14 831
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ⁷⁾¹¹⁾¹²⁾	7 810	185	—	(11)	7 984
Transport	656	47	—	—	703
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur ⁵⁾⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹⁰⁾	3 813	264	—	(274)	3 803
Désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	178	27	(205)	—	—
Exploration	197	21	—	—	218
Profit à la cession d'actifs ⁶⁾	(107)	(814)	—	(54)	(975)
Frais de démarrage de projets	77	—	—	—	77
Charges (produits) de financement ⁵⁾⁷⁾	(30)	18	205	(6)	187
	27 505	(314)	(18)	(345)	26 828
Résultat avant impôt	4 247	1 184	—	345	5 776
Impôt sur le résultat					
Exigible	1 004	192	—	—	1 196
Différé ¹⁴⁾	555	109	—	87	751
	1 559	301	—	87	1 947
Résultat net tiré des activités poursuivies	2 688	883	—	258	3 829
Résultat net tiré des activités abandonnées	883	(883)	—	—	—
Résultat net	3 571	—	—	258	3 829
Autres éléments du résultat global					
Ajustement de différences de conversion ⁵⁾¹¹⁾	(503)	—	63	3	(437)
Ajustement de différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	—	(63)	—	(63)
Différences de conversion reclassées au résultat net ⁶⁾	53	—	—	(4)	49
Couvertures de flux de trésorerie reclassées au résultat net	(1)	—	—	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel ¹¹⁾¹⁴⁾	—	—	—	(152)	(152)
Autres éléments du résultat global	(451)	—	—	(153)	(604)
Résultat global	3 120	—	—	105	3 225

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

Explication des ajustements significatifs

- 1) Représentent les montants présentés aux termes du référentiel comptable antérieur. Les soldes présentés aux termes du référentiel comptable antérieur au 1^{er} janvier 2010 correspondent aux soldes au 31 décembre 2009 présentés dans le rapport annuel 2009 de la Société.

Les produits et les charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie ont été reclassés selon la présentation sur une base nette adoptée au deuxième trimestre de 2011, les montants nets étant désormais inscrits au poste « Autres produits » (voir la note 8).

- 2) Certains actifs détenus en vue de la vente présentés dans les activités abandonnées aux termes du référentiel comptable antérieur sont classés autrement aux termes des IFRS.
- 3) Représentent les autres changements de présentation apportés aux fins de conformité aux IFRS. Une description des principaux reclassements est présentée ci-après :

- Les actifs d'exploration et d'évaluation présentés dans les immobilisations corporelles aux termes du référentiel comptable antérieur sont présentés dans un poste distinct aux termes des IFRS.
- Les instruments de créance à court terme soutenus par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un prêteur distinct sont classés dans la dette à court terme aux termes des IFRS. Aux termes du référentiel comptable antérieur, ces instruments étaient classés dans la dette à long terme.
- Les passifs qui comportent une incertitude significative quant à l'échéance ou au montant sont présentés à titre de provisions aux termes des IFRS. Aux termes du référentiel comptable antérieur, ces passifs étaient classés dans les créditeurs et charges à payer et dans les charges à payer et autres passifs.

Aucun changement de présentation n'a été apporté aux tableaux consolidés des flux de trésorerie.

- 4) Représente l'incidence, sur les états financiers, de la transition du référentiel comptable antérieur aux IFRS, à l'exception des changements de présentation. Les ajustements significatifs sont décrits ci-après, et leur incidence sur l'impôt sur le résultat est décrite au paragraphe 14).

5) Démantèlement et remise en état

Aux termes du référentiel comptable antérieur, les révisions à la hausse des flux de trésorerie estimatifs étaient actualisées au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit en vigueur, tandis que les révisions à la baisse des flux de trésorerie estimatifs étaient actualisées au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit qui existait au moment où le passif initial a été constaté. Aux termes des IFRS, les flux de trésorerie estimatifs sont actualisés selon le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit en vigueur à la date de clôture.

Conformément à IFRS 1, la Société a décidé de réévaluer les coûts liés au démantèlement et à la remise en état à la date de transition et a estimé l'actif connexe en actualisant le passif à la date à laquelle le passif a pris naissance et a recalculé les amortissements et la déplétion cumulés aux termes des IFRS. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Actifs détenus en vue de la vente	6	—
Immobilisations corporelles, montant net	(688)	(690)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	27	—
Provisions	217	296
Différences de conversion	1	—
Résultats non distribués	(927)	(986)
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	(40)	—
Charges (produits) de financement	(19)	—
Ajustement de différences de conversion	1	—

6) Cessions

Les valeurs comptables nettes des biens cédés ont été ajustées afin de rendre compte des ajustements IFRS les concernant, ce qui a donné lieu à une révision des profits ou des pertes à la cession d'actifs. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Immobilisations corporelles, montant net	22	—
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	(18)	—
Provisions	(10)	—
Différences de conversion	(4)	—
Résultats non distribués	54	—
Profit à la cession d'actifs	(54)	—
Différences de conversion reclassées au résultat net	(4)	—

7) Contrats de location

Conformément à IFRS 1, la Société a décidé d'évaluer si certaines ententes contiennent ou non un contrat de location sur la base des faits et des circonstances qui existaient à la date de transition. À la suite de cette évaluation, la Société a comptabilisé certaines ententes comme des contrats de location-financement aux termes des IFRS. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Immobilisations corporelles, montant net	101	103
Dettes à long terme	142	139
Résultats non distribués	(41)	(36)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(13)	—
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	5	—
Charges (produits) de financement	13	—

8) Décomptabilisation d'actifs

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la valeur comptable des immobilisations corporelles était décomptabilisée lorsqu'aucun avantage économique futur n'était attendu de leur utilisation. Aux termes des IFRS, la décomptabilisation des immobilisations se fait à l'échelle des composantes. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(141)	(113)
Résultats non distribués	(141)	(113)
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	28	—

9) Juste valeur en tant que coût présumé

La Société a choisi, aux termes d'IFRS 1, de constater certaines immobilisations corporelles à la juste valeur à la date de transition. L'exemption a été appliquée à des raffineries situées dans l'Est du Canada et à certains actifs de gaz naturel situés dans l'Ouest du Canada. La juste valeur a été estimée au moyen de données de marché pour des actifs similaires et, lorsque cette information n'était pas disponible, la direction a utilisé des modèles internes de flux de trésorerie fondés sur des taux d'actualisation propres à l'immobilisation et des prévisions à long terme concernant les prix des marchandises et les marges de raffinage. La juste valeur de ces actifs a totalisé 1,370 G\$, ce qui s'est traduit par une réduction de la valeur comptable des immobilisations corporelles au 1^{er} janvier 2010. Aux termes du référentiel comptable antérieur, des pertes de valeur ont été constatées au troisième trimestre de 2010 pour certains actifs de gaz naturel. Aucune perte de valeur n'a été constatée en 2010.

aux termes des IFRS, ces actifs ayant été ajustés à la juste valeur à la date de transition. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(527)	(906)
Résultats non distribués	(527)	(906)
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	(379)	—

10) Dépréciation d'actifs

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la valeur d'une immobilisation corporelle est réputée recouvrable si les flux de trésorerie futurs non actualisés excèdent la valeur comptable nette du groupe d'actifs dont elle fait partie. Aux termes des IFRS, la recouvrabilité d'une immobilisation corporelle est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité de l'UGT.

Aux termes des IFRS, la Société a constaté des pertes de valeur relativement à certaines UGT de son secteur opérationnel Exploration et production pour 2010. Les actifs de gaz naturel ayant subi une perte de valeur sont situés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et ont été regroupés en UGT en raison de leurs structures géologiques similaires, de l'existence d'infrastructures communes et d'une exposition similaire aux risques de marché. Par suite de la diminution des prix du gaz naturel à long terme, la valeur comptable de ces UGT excède leur valeur recouvrable. Les montants recouvrables ont été établis selon la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente d'après des projections de flux de trésorerie générés à l'interne. Pour établir la juste valeur diminuée des coûts de la vente, la Société a pris en compte les transactions récentes dans le secteur, les prévisions à long terme concernant les prix du gaz naturel, les volumes des réserves évaluées à l'externe et les taux d'actualisation spécifiques à l'actif. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(112)	—
Résultats non distribués	(112)	—
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	112	—

11) Avantages du personnel

Aux termes du référentiel comptable antérieur, les écarts actuariels non amortis des régimes de retraite à prestations définies de la Société étaient comptabilisés en résultat sur la durée résiduelle moyenne prévue de la période de service des employés. Aux termes d'IFRS 1, la Société a décidé de comptabiliser tous les écarts actuariels cumulés dans les résultats non distribués à la date de transition. Aux termes des IFRS, les écarts actuariels engagés au cours d'une période sont constatés dans les autres éléments du résultat global puis virés directement aux résultats non distribués.

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la période de comptabilisation en charges des régimes d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite commençait à la date d'embauche de l'employé. Aux termes des IFRS, cette période débute lorsque l'employé atteint 45 ans, date à laquelle il commence à se constituer des prestations en vertu de ces régimes.

Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Comptes créditeurs et charges à payer	10	15
Autres passifs non courants	215	15
Différences de conversion	2	—
Résultats non distribués	(227)	(30)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(4)	—
Ajustement de différences de conversion	2	—
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies	(201)	—

12) Rémunération fondée sur des actions

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la Société constatait les obligations liées aux régimes de rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en trésorerie selon la méthode de la valeur intrinsèque. Aux termes des IFRS, les obligations liées à ces régimes sont constatées à titre de passif selon la méthode de la juste valeur. Dans le cas des régimes de rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en actions, la Société comptabilise le coût des options sur actions attribuées aux membres du personnel sur la période d'acquisition au moyen du mode d'amortissement graduel plutôt que du mode d'amortissement linéaire, méthode comptable de la Société selon le référentiel comptable antérieur. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Créditeurs et charges à payer	95	111
Autres passifs non courants	27	5
Surplus d'apport	2	10
Résultats non distribués	(124)	(126)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(2)	—

13) Change

Conformément à IFRS 1, la Société a choisi, à la date de transition, de virer aux résultats non distribués le montant cumulé des différences de conversion antérieures à cette date pour tous les établissements à l'étranger. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Différences de conversion	248	248
Résultats non distribués	(248)	(248)

14) Impôt sur le résultat

La Société a comptabilisé de l'impôt différé, essentiellement à l'égard des changements susmentionnés. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 et exercice clos à cette date	1 ^{er} janvier 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(26)	(26)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	(5)	—
Passifs d'impôt différé	(544)	(587)
Résultats non distribués	523	561
Charge d'impôt différé	87	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	49	—

15) Résultat par action ordinaire

Selon le référentiel comptable antérieur, l'effet dilutif des options comportant une composante de droits à la plus-value ou une méthode de versement en trésorerie n'était pas pris en compte dans le calcul du résultat dilué par action. Selon les IFRS, ces attributions sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société si elles ont eu un effet dilutif au cours de la période.

L'incidence de ce changement sur le résultat net utilisé dans le calcul du résultat dilué par action pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 est présentée à la note 13.

16) Outre les choix aux termes d'IFRS 1 décrits dans la présente note, la Société a appliqué les choix suivants :

- Les regroupements d'entreprises et les acquisitions de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui ont eu lieu avant la date de transition n'ont pas été retraités selon les IFRS. Un test de dépréciation du goodwill associé a été effectué à la date de transition, et aucune perte de valeur n'a été constatée.
- Les coûts d'emprunt inscrits à l'actif pour les projets qualifiés avant la date de transition n'ont pas été retraités selon les règles d'évaluation prescrites par les IFRS.

7. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs opérationnels de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services. Les activités opérationnelles de chacun des secteurs sont résumées ci-dessous :

- Le secteur Sables pétrolifères regroupe les activités de la Société dans le nord-est de l'Alberta visant à produire du pétrole brut synthétique et des produits connexes, grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant d'installations minières et *in situ*. Ce secteur comprend aussi la participation de 12 % de la Société dans la coentreprise d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude, située près de Fort McMurray, en Alberta.
- Le secteur Exploration et production regroupe les activités d'exploration et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel dans l'Ouest canadien, les activités extracôtières sur la côte est du Canada qui comprennent les participations dans les champs pétrolifères Hibernia, Terra Nova, White Rose et Hebron, et l'exploration et la production liées au pétrole brut et au gaz naturel au Royaume-Uni (R.-U.), en Norvège, en Libye et en Syrie.
- Le secteur Raffinage et commercialisation regroupe les activités de raffinage de produits tirés du pétrole brut et les activités de distribution et de commercialisation de ces produits et d'autres produits achetés par l'intermédiaire de raffineries situées au Canada et aux États-Unis (É.-U.) et d'une usine de lubrifiant située dans l'Est canadien.

La Société comptabilise dans le secteur « Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations » les activités qui ne peuvent pas être directement attribuées à un secteur opérationnel donné. Ce secteur comprend les participations dans des projets d'énergie renouvelable et les résultats se rapportant aux activités de négociation de l'énergie.

Au premier trimestre de 2011, la Société a regroupé ses secteurs International et extracôtier et Gaz naturel en un nouveau secteur appelé Exploration et production. Tous les chiffres des périodes antérieures ont été reclassés afin de les rendre conformes à cette nouvelle répartition sectorielle.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et incluses, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les

charges du secteur recevant le transfert; ces montants sont éliminés à la consolidation. Un des clients de la Société représente 11 % de ses produits des activités ordinaires consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Aucun autre client ne représente plus de 10 % des produits des activités ordinaires consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (aucun en 2010).

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	9 581	7 052	6 293	6 326	25 657	20 653	77	30	41 608	34 061
Produits intersectoriels	3 420	2 638	491	717	56	207	(3 967)	(3 562)	—	—
Moins les redevances	(799)	(681)	(1 472)	(1 377)	—	—	—	—	(2 271)	(2 058)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	12 202	9 009	5 312	5 666	25 713	20 860	(3 890)	(3 532)	39 337	32 003
Autres produits	31	415	(3)	261	58	21	367	(96)	453	601
	12 233	9 424	5 309	5 927	25 771	20 881	(3 523)	(3 628)	39 790	32 604
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 381	1 070	585	240	20 547	16 920	(3 790)	(3 399)	18 723	14 831
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	5 169	4 537	850	933	2 182	2 200	223	314	8 424	7 984
Transport	399	291	116	230	219	200	2	(18)	736	703
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 374	1 310	2 035	1 978	444	440	99	75	3 952	3 803
Exploration	56	6	60	212	—	—	—	—	116	218
Perte (profit) à la cession d'actifs	122	14	31	(998)	(16)	(30)	(1)	39	136	(975)
Frais de démarrage de projets	163	74	—	3	—	—	—	—	163	77
Charges (produits) de financement	74	104	65	78	13	11	319	(6)	471	187
	8 738	7 406	3 742	2 676	23 389	19 741	(3 148)	(2 995)	32 721	26 828
Résultat avant impôt	3 495	2 018	1 567	3 251	2 382	1 140	(375)	(633)	7 069	5 776
Impôt sur le résultat	892	498	1 261	1 313	656	321	(44)	(185)	2 765	1 947
Résultat net	2 603	1 520	306	1 938	1 726	819	(331)	(448)	4 304	3 829
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration										
	5 100	3 709	874	1 274	633	667	243	360	6 850	6 010

Total de l'actif (en millions de dollars)	31 décembre 2011		31 décembre 2010		1 ^{er} janvier 2010	
Sables pétrolifères	44 217		39 382		36 657	
Exploration et production	14 290		15 899		19 218	
Raffinage et commercialisation	13 150		11 292		9 748	
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	3 120		2 034		2 176	
	74 777		68 607		67 799	

Information géographique

Produits opérationnels, déduction faite des redevances

(en millions de dollars)	2011	2010
Canada	31 876	24 053
Autres pays	7 461	7 950
	39 337	32 003

Actifs non courants ¹⁾ (en millions de dollars)	31 décembre 2011	31 décembre 2010	1 ^{er} janvier 2010
Canada	53 794	50 033	50 348
Autres pays	6 799	7 538	9 234
	60 593	57 571	59 582

1) Exclut les actifs d'impôt différé.

8. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Activités de gestion des risques	(22)	89
Activités de négociation de l'énergie ¹⁾		
Variation de la juste valeur des contrats	301	106
Pertes latentes à l'évaluation des stocks	(19)	(4)
Produit financier et produit d'intérêt	141	44
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	64	36
Autres	(12)	35
Nouvelle détermination de la participation dans Terra Nova ²⁾	—	295
	453	601

1) Au deuxième trimestre de 2011, la Société a effectué un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Il a été établi que la nature et l'objet des transactions antérieurement présentées au montant brut dans les produits et les charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie aux états consolidés du résultat global ont évolué de telle sorte qu'il est maintenant plus approprié de les présenter au montant net. Les profits et les pertes réalisés et latents, ainsi que le règlement sous-jacent de ces contrats, sont maintenant constatés et inscrits au montant net.

Les chiffres comparatifs de la période précédente ont été reclassés afin de faciliter la comparaison avec les chiffres présentés pour la période à l'étude. L'incidence est la suivante :

(Augmentation (diminution), en millions de dollars)	Exercice clos le 31 décembre 2010
Produits liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(2 700)
Autres produits	102
Charges liées aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(2 598)
Résultat net	—

2) En 2010, les copropriétaires du champ pétrolifère Terra Nova ont achevé la nouvelle détermination des participations directes devant être effectuée aux termes du Terra Nova Development and Operating Agreement, à la suite de l'atteinte du seuil de rentabilité le 1^{er} février 2005. La participation directe de Suncor a été augmentée, passant de 33,990 % à 37,675 %, et les autres propriétaires ont convenu de rembourser la Société en fonction de sa participation accrue pour la période du 1^{er} février 2005 au 31 décembre 2010. La Société a donc constaté des produits de 295 M\$ en 2010.

9. CHARGES OPÉRATIONNELLES, FRAIS DE VENTE ET FRAIS GÉNÉRAUX

Les charges opérationnelles, les frais de vente et les frais généraux se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Services contractuels	4 107	3 997
Avantages du personnel ¹⁾	2 062	2 149
Matériaux	882	1 175
Énergie	712	546
Autres	661	117
	8 424	7 984

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la Société a engagé des coûts de 2,5 G\$ au titre des avantages du personnel (2,4 G\$ en 2010). De ce montant, une tranche de 2,1 G\$ (2,1 G\$ en 2010) a été inscrite à titre de charge liée aux avantages du personnel au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». La charge liée aux avantages du personnel comprend les salaires, les avantages et la rémunération fondée sur des actions.

10. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Libye

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a constaté des pertes de valeur de 514 M\$ relativement à des actifs de son secteur Exploration et production en Libye, la production ayant été interrompue en raison de la violence politique en Libye.

Pour calculer les pertes de valeur des actifs de la Société au deuxième trimestre de 2011, la valeur recouvrable a été établie selon la méthode de la valeur d'utilité. La Société a utilisé une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après les réserves à la fin de l'exercice 2010 actualisés selon des prix prévisionnels courants, en fonction des trois scénarios suivants : i) une reprise des activités normales après un an, ii) une reprise des activités normales après deux ans et iii) une perte totale. Ces scénarios ont été pondérés selon les probabilités, d'après les meilleures estimations de la Société, et évalués à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 %. Les deux scénarios qui prévoient une reprise de la production comprenaient des coûts de reconstruction.

Les pertes de valeur ont été inscrites en charges au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » des états consolidés du résultat global et portées en déduction des immobilisations corporelles (259 M\$), des actifs d'exploration et d'évaluation (211 M\$) et des stocks (44 M\$) aux états consolidés de la situation financière.

Au troisième trimestre de 2011, l'arrivée d'un nouveau gouvernement en Libye a entraîné la levée de certaines sanctions qui avaient une incidence sur les activités de la Société dans le pays. Au quatrième trimestre de 2011, le coentrepreneur de la Société a recommencé la production dans certains champs, et, en janvier 2012, la Société a commencé à recevoir des paiements sur la production. En outre, le coentrepreneur a confirmé l'existence de pétrole brut qui avait été sorti au deuxième trimestre de 2011, et il y a eu reprise d'une perte de valeur de 11 M\$ qui avait été comptabilisée relativement aux stocks de pétrole brut.

Les discussions ont été amorcées avec les autorités libyennes concernant le statut des modalités contractuelles existantes, y compris les volumes de production et les échéanciers concernant les engagements futurs relatifs à l'exploration. Toutefois, les niveaux de production et l'accroissement graduel de la production sont difficiles à prévoir et l'ampleur des dommages aux actifs de la Société n'a pas encore été évaluée de manière exhaustive. Par conséquent, au 31 décembre 2011, il n'y a eu aucun changement dans l'évaluation de la dépréciation des actifs de la Société, et aucune reprise de perte de valeur n'a été constatée, sauf en ce qui a trait aux 11 M\$ de stocks de pétrole brut.

Syrie

En décembre 2011, la Société a interrompu ses activités avec la General Petroleum Company en Syrie et a cessé la comptabilisation de la production et des produits des activités ordinaires. Ces mesures ont été prises par suite des sanctions annoncées par l'Union européenne le 2 décembre 2011.

Les actifs de la Société en Syrie ont été soumis à un test de dépréciation, qui a permis de conclure que les actifs n'avaient pas subi de perte de valeur au 31 décembre 2011. La valeur recouvrable a été établie selon la méthode de la valeur d'utilité. La Société a utilisé une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après des prix prévisionnels courants et les réserves à la fin de l'exercice 2011, qui tiennent compte de la nature à long terme des réserves de gaz naturel associées à ces actifs. La Société s'est fondée sur les quatre scénarios suivants : i) une reprise des activités normales après six mois; ii) une reprise des activités normales après un an, iii) une reprise des activités normales après deux ans et iv) une perte totale. Ces scénarios ont été pondérés selon les probabilités, d'après les meilleures estimations de la Société, et évalués à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 %. Les trois scénarios qui prévoient une reprise de la production supposent qu'à son retour, la Société recevra un paiement sur la production de la période durant laquelle elle a été absente, le cas échéant.

Le calcul de la valeur d'utilité est très sensible à l'hypothèse de la direction concernant le moment de la reprise des activités normales. Si la pondération de la probabilité prise en compte dans le modèle de flux de trésorerie était ajustée en fonction d'une probabilité nulle de reprise des activités normales de la Société dans les douze mois à venir, les actifs de la Société en Syrie pourraient avoir subi une perte de valeur.

Au 31 décembre 2011, la valeur comptable des actifs nets de la Société en Syrie s'élevait à environ 900 M\$.

Autres

Au quatrième trimestre de 2011, la Société a constaté une réduction de valeur de 100 M\$ relativement à certaines UGT visant la production de gaz naturel dans le secteur Exploration et production par suite d'une révision à la baisse des prix prévisionnels. La valeur recouvrable a été établie selon la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente, en fonction des flux de trésorerie futurs attendus fondés sur les réserves à la fin de l'exercice 2011 établis à l'aide de prix prévisionnels fournis par des tiers et d'un taux d'actualisation de 12 %.

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a constaté une réduction de valeur de 189 M\$ relativement à du matériel d'extraction dans le secteur Sables pétrolifères. Les actifs étaient utilisés dans le cadre de la mise au point d'un nouveau procédé

d'extraction pour broyer et réduire en boue les sables pétrolifères sur le front d'avancement, projet que la Société a abandonné. La Société a aussi constaté une réduction de valeur de 44 M\$ relativement à certains baux fonciers dans le secteur Exploration et production. Il s'agit d'actifs situés dans les régions de l'Ouest canadien et de l'Alaska que la Société n'a plus l'intention d'exploiter compte tenu de son alignement stratégique.

Au troisième trimestre de 2010, la Société avait constaté une réduction de valeur de 106 M\$ relativement à certains actifs en mer du Nord dans le secteur Exploration et production. Une entente visant la vente de ces actifs a été conclue au cours du trimestre, et les actifs ont été dépréciés afin de rendre compte de la juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Au quatrième trimestre de 2010, la Société a constaté une charge de 112 M\$ se rapportant à la réduction de valeur de certains actifs du secteur Exploration et production afin de rendre compte de la juste valeur fondée sur les flux de trésorerie futurs actualisés.

Ces charges sont prises en compte au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » aux états consolidés du résultat global.

11. CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2011	2010
Intérêts sur la dette	661	704
Intérêts incorporés, au taux de 6,0 % (5,4 % en 2010)	(559)	(301)
Charge d'intérêts	102	403
Désactualisation	157	235
Perte (profit) de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	183	(426)
Autres pertes (profits) de change	29	(25)
Total des charges de financement	471	187

12. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2011	2010
Impôt exigible :		
Exercice écoulé	1 103	1 172
Ajustements relatifs aux exercices précédents	18	24
Impôt différé :		
Naissance et renversement de différences temporelles	1 258	770
Ajustements relatifs aux exercices précédents	(56)	(4)
Modifications des taux d'impôts et des lois fiscales	442	(15)
	2 765	1 947

Impôt constaté dans les autres éléments du résultat global

(en millions de dollars)	2011	2010
Régimes de retraite du personnel	(117)	(49)
	(117)	(49)

Aucun impôt sur le résultat n'a été constaté directement dans les capitaux propres en 2010 et en 2011.

Rapprochement du taux d'imposition effectif

La charge d'impôt sur le résultat a été calculée selon un taux d'imposition effectif qui diffère du taux d'imposition prévu par la loi. Un rapprochement des différences est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	2011	2010
Résultat avant impôt	7 069	5 776
Taux d'imposition prévu par la loi canadienne	27,19 %	28,91 %
Impôt prévu par la loi	1 922	1 670
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Élément non imposable des profits et pertes en capital	(33)	(67)
Rémunération fondée sur des actions et autres éléments permanents	34	1
Cotisations et ajustements	(38)	20
Incidence des modifications des taux d'impôts et des lois fiscales ¹⁾	442	(15)
Écart du taux d'impôt canadien	(116)	(106)
Écart du taux d'impôt étranger	383	440
Pertes de valeur non imposables inscrites à l'égard des actifs en Libye	142	—
Autres	29	4
	2 765	1 947

- 1) En mars 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a pratiquement mis en vigueur une hausse de 12 % des frais supplémentaires sur les profits tirés des activités pétrolières et gazières au R.-U. Par conséquent, au premier trimestre de 2011, la Société a comptabilisé une augmentation de 442 M\$ de la charge d'impôt différé relativement à la réévaluation des soldes d'impôt différé.

Soldes d'impôt différé

La charge d'impôt différé et les passifs nets d'impôt différé inscrits dans les états financiers de la Société comprend les éléments suivants :

(en millions de dollars)	États consolidés du résultat global		États consolidés de la situation financière ¹⁾		
	2011	2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Immobilisations corporelles	967	612	10 725	9 453	9 236
Gestion des risques et négociation de l'énergie	—	27	9	27	—
Provision relative au démantèlement et à la remise en état	205	178	(507)	(713)	(891)
Régimes de retraite du personnel	73	(50)	(518)	(492)	(393)
Pertes fiscales reportées en avant	(213)	(251)	(558)	(372)	—
Report lié aux entreprises associées	594	—	594	121	—
Autres	18	235	(86)	(182)	(176)
	1 644	751	9 659	7 842	7 776

- 1) Le passif d'impôt différé de 9,719 G\$ au 31 décembre 2011 (7,911 G\$ au 31 décembre 2010; 7,986 G\$ au 1^{er} janvier 2010) comprend un montant de 9,713 G\$ (7,911 G\$ au 31 décembre 2010; 7,724 G\$ au 1^{er} janvier 2010) qui sera réglé dans plus de 12 mois.

L'actif d'impôt différé de 60 M\$ au 31 décembre 2011 (69 M\$ au 31 décembre 2010; 210 M\$ au 1^{er} janvier 2010) comprend un montant de 47 M\$ (51 M\$ au 31 décembre 2010; 94 M\$ au 1^{er} janvier 2010) qui sera recouvré dans plus de 12 mois.

Variations des soldes d'impôt différé

(en millions de dollars)	2011	2010
Solde au début de l'exercice	7 842	7 776
Inscrit à la charge d'impôt différé	1 644	751
Inscrit aux autres éléments du résultat global	(117)	(49)
Autres	290	(636)
Solde à la fin de l'exercice	9 659	7 842

Aucun impôt différé n'a été constaté au 31 décembre 2011 à l'égard de différences temporelles d'environ 9 G\$ (8 G\$ en 2010) associées aux résultats non distribués en ce qui a trait à nos participations dans des filiales à l'étranger, car la Société est en mesure de contrôler l'échéance de renversement de ces différences temporelles. Selon les plans actuels, le rapatriement des fonds excédant les réinvestissements à l'étranger n'entraînera pas une charge additionnelle d'impôt sur le résultat importante. Le report de la distribution des impôts associés aux activités internationales n'a pas été comptabilisé.

13. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	2011	2010
Résultat net	4 304	3 829
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme réglées en actions ¹⁾	(86)	(6)
Résultat net – dilué	4 218	3 823
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 571	1 562
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	11	14
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 582	1 576
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	2,74	2,45
Résultat dilué par action	2,67	2,43

1) Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une méthode de versement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait l'effet dilutif le plus important pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010.

14. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Trésorerie	832	358	205
Équivalents de trésorerie	2 971	719	300
	3 803	1 077	505

15. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

(L'augmentation) la diminution du fonds de roulement hors trésorerie est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Débiteurs	(263)	(568)
Stocks	(1 064)	(190)
Créditeurs et charges à payer	1 322	130
Provisions	203	(274)
Impôt à payer/à recouvrer	70	(461)
Total	268	(1 363)
Attribuable aux :		
Activités opérationnelles	242	(1 170)
Activités d'investissement	26	(193)

16. STOCKS

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Pétrole brut	1 321	916	781
Produits raffinés	1 741	1 289	1 303
Matières, fournitures et marchandises	592	564	532
Stocks de marchandises liés à la négociation de l'énergie	551	372	355
Total ¹⁾	4 205	3 141	2 971

1) Au 31 décembre 2010, des stocks de 11 M\$ ont été reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente.

En 2011, des stocks de produits de 18,7 G\$ (14,8 G\$ en 2010) ont été passés en charges. Une réduction de valeur de 33 M\$ a été inscrite à l'égard des stocks en 2011 (aucune en 2010).

17. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Au premier trimestre de 2011, la Société a conclu la vente de certains actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni pour un produit net de 90 M£ (140 M\$ CA). Aux deuxième et troisième trimestres de 2011, la Société a réalisé la vente de certains actifs non essentiels situés dans le nord de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique pour un produit net de 164 M\$. La Société a constaté une perte de 31 M\$ relativement à ces cessions en 2011.

En 2010, la Société a conclu la vente d'un certain nombre de biens pétroliers et gaziers non essentiels en Amérique du Nord pour un produit net d'environ 1,7 G\$. La Société a également vendu certaines activités internationales, notamment sa participation dans Petro-Canada Netherlands BV, des actifs à Trinité-et-Tobago et certains actifs extracôtiers au Royaume-Uni pour un produit net d'environ 900 M\$. La Société a constaté un profit de 868 M\$ relativement à ces cessions en 2010.

La Société n'avait pas d'actifs ni passifs classés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2011, ni au 1^{er} janvier 2010. Au 31 décembre 2010, les actifs et les passifs classés comme détenus en vue de la vente se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	31 déc. 2010
Actif	
Actif courant	98
Immobilisations corporelles, montant net	635
Exploration et évaluation	29
	762
Passif	
Passif courant	98
Provisions	311
Passifs d'impôt différé	177
	586

18. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	Biens pétroliers et gaziers	Immobilisations corporelles	Total
Coût			
1 ^{er} janvier 2010	19 947	39 179	59 126
Ajouts	1 363	4 356	5 719
Virement depuis les actifs d'exploration et d'évaluation	3	—	3
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	(67)	18	(49)
Cessions	(2 947)	(739)	(3 686)
Virements aux actifs détenus en vue de la vente	(711)	—	(711)
Ajustements liés au taux de change	(607)	(97)	(704)
31 décembre 2010	16 981	42 717	59 698
Ajouts	1 358	4 952	6 310
Virement depuis les actifs d'exploration et d'évaluation	237	—	237
Acquisitions (note 33)	—	126	126
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	1 862	15	1 877
Cessions	(405)	(2 717)	(3 122)
Ajustements liés au taux de change	256	50	306
31 décembre 2011	20 289	45 143	65 432
Provision			
1 ^{er} janvier 2010	(2 076)	(5 494)	(7 570)
Amortissements et dépréciation	(1 647)	(1 441)	(3 088)
Perte de valeur	(218)	—	(218)
Cessions	795	208	1 003
Virements aux actifs détenus en vue de la vente	76	—	76
Ajustements liés au taux de change	42	15	57
31 décembre 2010	(3 028)	(6 712)	(9 740)
Amortissements et dépréciation	(1 622)	(1 770)	(3 392)
Perte de valeur	(359)	—	(359)
Cessions	316	356	672
Ajustements liés au taux de change	(13)	(11)	(24)
31 décembre 2011	(4 706)	(8 137)	(12 843)
Immobilisations corporelles, montant net :			
1 ^{er} janvier 2010	17 871	33 685	51 556
31 décembre 2010	13 953	36 005	49 958
31 décembre 2011	15 583	37 006	52 589

(en millions de dollars)	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Coût	Provision	Immobilisations corporelles	Coût	Provision	Immobilisations corporelles
Sables pétrolifères	41 679	(6 548)	35 131	37 485	(5 206)	32 279
Exploration et production	13 757	(4 018)	9 739	12 822	(2 522)	10 300
Raffinage et commercialisation	8 834	(1 953)	6 881	8 491	(1 776)	6 715
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	1 162	(324)	838	900	(236)	664
	65 432	(12 843)	52 589	59 698	(9 740)	49 958

Au 31 décembre 2011, le solde des actifs en construction qui ne sont pas amortis s'élevait à 16,2 G\$ (15,9 G\$ au 31 décembre 2010; 15,1 G\$ au 1^{er} janvier 2010).

Au 31 décembre 2011, les immobilisations corporelles comprenaient des contrats de location-financement d'une valeur comptable de 425 M\$ (403 M\$ au 31 décembre 2010; 376 M\$ au 1^{er} janvier 2010).

19. ACTIFS D'EXPLORATION ET D'ÉVALUATION

(en millions de dollars)	2011	2010
Solde au début de l'exercice	3 961	4 342
Acquisitions	716	—
Ajouts	657	275
Virements aux actifs pétroliers et gaziers	(237)	(3)
Coûts des forages improductifs	(21)	(45)
Cessions	(263)	(342)
Perte de valeur (note 10)	(211)	(44)
Amortissement	(44)	(54)
Virements aux actifs détenus en vue de la vente	—	(29)
Différences de conversion	(4)	(139)
Solde à la fin de l'exercice	4 554	3 961

20. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Participations	228	135	148
Autres	83	95	111
	311	230	259

21. GOODWILL ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Raffinage et commercialisation		Total
	Goodwill	Goodwill	Marque	Listes de clients	
1 ^{er} janvier 2010	3 019	182	166	66	3 433
Amortissement	—	—	—	(11)	(11)
31 décembre 2010	3 019	182	166	55	3 422
Décomptabilisation du goodwill (note 33)	(267)	(8)	—	—	(275)
Ajouts	—	—	—	3	3
Amortissement	—	—	—	(11)	(11)
31 décembre 2011	2 752	174	166	47	3 139

La Société a effectué son dernier test de dépréciation du goodwill au 31 juillet 2011. Les valeurs recouvrables des UGT du secteur Sables pétrolifères ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de la vente, calculée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus des UGT. Les principales sources d'information sur les flux de trésorerie sont les plans d'affaires approuvés par les dirigeants de la Société qui ont été élaborés en fonction de facteurs macroéconomiques comme les courbes de prix de référence à terme pour les marchandises, les taux d'inflation et les tendances de l'offre et de la demande dans le secteur. Les flux de trésorerie projetés figurant dans les plans d'affaires ont été mis à jour au besoin afin de tenir compte des appréciations actuelles par le marché des principales hypothèses, notamment les prévisions à long terme concernant les prix des marchandises, les taux d'inflation, les taux de change et les taux d'actualisation propres à l'actif.

Les flux de trésorerie prévisionnels sont aussi fondés sur l'expérience passée, les tendances historiques et les évaluations des réserves et des ressources de la Société effectuées par des tiers en vue d'établir les profils et volumes de production, les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance. Les profils de production, les volumes des réserves, les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance sont conformes aux estimations approuvées dans le cadre du processus annuel d'évaluation des réserves de la Société et permettent d'établir la durée des flux de trésorerie sous-jacents utilisés aux fins du test par flux de trésorerie actualisés.

Les estimations de flux de trésorerie futurs sont ajustées en fonction des risques spécifiques à l'actif et actualisés au moyen de taux d'actualisation après impôt. Le taux d'actualisation est calculé selon le coût du capital moyen pondéré qui est implicite dans des transactions actuelles du marché pour des actifs similaires. Le taux d'actualisation après impôt appliqué aux projections de flux de trésorerie était de 11 % au 31 juillet 2011 (11 % au 31 juillet 2010), avec un taux de croissance égal au taux courant d'inflation de 2 % (2 % au 31 juillet 2010). Par suite de cette analyse, la direction n'a pas relevé de perte de valeur relativement au secteur opérationnel Sables pétrolifères et au goodwill qui y a été attribué.

22. FACILITÉS D'EMPRUNT ET DE CRÉDIT

Les facilités d'emprunt et de crédit se composent des éléments suivants :

Dette à court terme

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Papier commercial ¹⁾	761	1 982	2 315
Autres	2	2	2
Total de la dette à court terme	763	1 984	2 317

1) Le papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un prêteur distinct. La Société est autorisée à émettre du papier commercial d'une valeur maximale de 2,5 G\$ et dont l'échéance est d'au plus 365 jours. Au 31 décembre 2011, le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 0,4 % (1,2 % au 31 décembre 2010; 0,5 % au 1^{er} janvier 2010).

Dettes à long terme

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société			
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 \$ US)	763	746	785
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (900 \$ US)	942	922	972
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 170	1 144	1 204
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (600 \$ US)	566	552	578
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 \$ US)	509	497	523
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (300 \$ US)	263	255	266
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 \$ US)	509	497	523
Billets à 6,10 %, échéant en 2018 (1 250 \$ US)	1 271	1 243	1 308
Billets à 6,05 %, échéant en 2018 (600 \$ US)	621	609	643
Billets à 5,00 %, échéant en 2014 (400 \$ US)	413	406	429
Billets à 4,00 %, échéant en 2013 (300 \$ US)	305	298	313
Débiteures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 \$ US)	263	257	271
Débiteures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 \$ US)	312	307	325
Débiteures à 9,25 %, échéant en 2021 (300 \$ US)	376	375	402
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	600	600	600
Billets à moyen terme de série 4 à 5,80 %, échéant en 2018	700	700	700
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %, échéant en 2011 ¹⁾	—	500	500
	9 583	9 908	10 342
Emprunts renouvelables portant intérêt à des taux variables			
Acceptations bancaires et prêts au TIOL (taux d'intérêt moyen pondéré de 0,9 % au 1 ^{er} janvier 2010)	—	—	929
Total de la dette à long terme non garantie	9 583	9 908	11 271
Dettes à long terme garanties	13	13	13
Contrats de location-financement ²⁾	476	477	465
Ajustement à la juste valeur lié aux swaps de taux d'intérêt	—	8	18
Frais de financement différés	(56)	(59)	(63)
	10 016	10 347	11 704
Tranche à court terme de la dette à long terme			
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %, échéant en 2011 ¹⁾	—	(500)	—
Contrats de location-financement ²⁾	(12)	(10)	(14)
Ajustement à la juste valeur lié aux swaps de taux d'intérêt	—	(8)	(11)
	(12)	(518)	(25)
Total de la dette à long terme	10 004	9 829	11 679

1) La Société a conclu une opération de swap de taux d'intérêt visant 200 M\$ du capital de ce billet. En août 2011, le capital a été remboursé et les swaps de taux d'intérêt sont arrivés à échéance. Les swaps de taux d'intérêt ont donné lieu à un taux d'intérêt effectif moyen de 2,5 % sur le capital de 200 M\$ pour les sept premiers mois de 2011 (1,9 % en 2010).

2) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 4,7 % à 13,4 % et les dates d'échéance s'échelonnent de 2012 à 2037.

Paievements requis au titre du remboursement de la dette

Les paiements requis au titre des contrats de location-financement, de la dette à court terme et de la dette à long terme se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Remboursement
2012	775
2013	331
2014	421
2015	16
2016	17
Par la suite	9 205
Total	10 765

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit disponibles et inutilisées :

(en millions de dollars)	2011
Entièrement renouvelable d'une durée d'un an, échéant en 2013	2 000
Entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2013	203
Entièrement renouvelable d'une durée de cinq ans, échéant en 2016	3 000
Résiliables en tout temps au gré des prêteurs	612
Total des facilités de crédit disponibles	5 815
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(761)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(626)
Total des facilités de crédit inutilisées	4 428

23. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite (note 24)	1 683	1 275	1 143
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 27)	187	331	224
Produits différés	84	94	94
Obligation d'achat se rapportant à Fort Hills ¹⁾	275	327	322
Prime à la signature des CEPP en Libye ²⁾	73	38	280
Autres	90	38	10
	2 392	2 103	2 073

1) Dans le cadre de l'acquisition par Petro-Canada en 2009, la Société a pris en charge une obligation liée à l'acquisition par Petro-Canada d'une participation additionnelle de 5 % dans le projet Fort Hills en 2007 auprès d'un autre partenaire du projet. Pour payer cet investissement, la Société financera des dépenses de 375 M\$ de plus que sa participation directe. La valeur comptable de l'obligation relative à Fort Hills, fondée sur le modèle estimatif actualisé des versements relatifs au financement, s'est établie à 327 M\$ au 31 décembre 2011 (327 M\$ en 2010) et la tranche échéant dans moins d'un an, soit 52 M\$ (néant en 2010), est constatée dans les créiteurs et charges à payer.

2) La Société a aussi assumé le solde de 500 M\$ US de l'obligation liée à la prime à la signature de la ratification de six contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») en Libye par Petro-Canada, payable par versements jusqu'en 2013. La Société a aussi contracté une obligation de 47 M\$ US relativement à un consentement de fusion. La valeur comptable de l'obligation totale liée à la Libye s'est établie à 342 M\$ au 31 décembre 2011 (287 M\$ en 2010) et la tranche échéant dans moins d'un an, soit 269 M\$ (249 M\$ en 2010), est constatée dans les créiteurs et charges à payer.

24. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Aux termes des régimes de retraite à prestations définies de la Société, des prestations sont versées à partir de la retraite en fonction des années de service et de la moyenne des derniers salaires. La Société s'acquitte de ces obligations par l'entremise de régimes de retraite agréés capitalisés et de régimes de retraite non agréés supplémentaires et à l'intention des dirigeants qui sont capitalisés volontairement par le truchement de conventions de retraite ou versés directement aux prestataires. Le montant et le moment de la capitalisation future de ces régimes supplémentaires dépendent de la disponibilité des fonds et sont à la discrétion de la Société. Les cotisations de la Société aux régimes capitalisés sont déposées auprès de fiduciaires indépendants qui agissent à titre de dépositaires des actifs des régimes ainsi qu'en tant qu'agents payeurs des prestations aux prestataires. Les actifs des régimes sont gérés par un comité de retraite agissant au nom des prestataires. Le comité fait appel à des gestionnaires et à des experts indépendants.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme aux règlements qui exigent qu'une évaluation actuarielle des caisses de retraite ait lieu au moins tous les trois ans au Canada, selon la situation de la capitalisation, et tous les ans aux États-Unis. L'évaluation la plus récente est en date du 31 décembre 2011. Aux fins comptables, la Société évalue les actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre.

Les autres avantages postérieurs au départ à la retraite de la Société, qui ne sont pas capitalisés, offrent certaines protections pour soins de santé et couvertures d'assurance vie aux salariés à la retraite et aux personnes à charge admissibles qui leur survivent.

La Société offre également un certain nombre de régimes à cotisations définies, y compris un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis qui correspond à une cotisation annuelle de 5 % à 9 % des gains ouvrant droit à pension des employés participants.

Obligations au titre des prestations définies et situation de capitalisation

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Autres avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2011	2010	2011	2010
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice	3 219	2 875	462	401
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	111	87	10	10
Cotisations salariales	13	11	—	—
Prestations versées	(161)	(151)	(17)	(12)
Coût financier	165	168	23	24
Incidence des taux de change	(18)	(14)	—	(1)
Règlements	(6)	—	—	—
Écart actuariel	375	243	32	40
Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice	3 698	3 219	510	462
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	2 335	2 072	—	—
Cotisations patronales	205	188	—	—
Cotisations salariales	13	11	—	—
Prestations versées	(161)	(151)	—	—
Incidence des taux de change	3	(9)	—	—
Règlements	(7)	—	—	—
Rendement prévu des actifs des régimes	160	142	—	—
Écart actuariel	(49)	82	—	—
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	2 499	2 335	—	—
Obligation non capitalisée, montant net	1 199	884	510	462

Le montant net de l'obligation non capitalisée est comptabilisé aux postes « Crédeurs et charges à payer » et « Autres passifs non courants » à l'état consolidé de la situation financière.

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Autres avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2011	2010	2011	2010
Analyse du montant imputé au résultat :				
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	111	87	10	10
Coût financier	165	168	23	24
Règlements	1	—	—	—
Rendement prévu des actifs des régimes	(160)	(142)	—	—
Charge au titre des régimes à prestations définies	117	113	33	34
Charge au titre des régimes à cotisations définies	43	40	—	—
Charge totale au titre des régimes de prestations imputée au résultat	160	153	33	34
Analyse du montant imputé aux autres éléments du résultat global :				
Rendement réel des actifs des régimes moins leur rendement attendu	49	(82)	—	—
Modification des hypothèses sur lesquelles repose la valeur actualisée des passifs des régimes	367	240	(3)	45
Profits et pertes actuariels constatés sur les passifs du régime	8	3	35	(5)
Écart actuariel constaté dans les autres éléments du résultat global	424	161	32	40

Au 31 décembre 2011, le cumul des pertes actuarielles dans les résultats non distribués s'est établi à 657 M\$ (201 M\$ au 31 décembre 2010).

Hypothèses actuarielles

Le coût des régimes de prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par des calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées, qui tient compte des années de service des salariés et de leur salaire actuel, ainsi que d'une projection des salaires et des années de services jusqu'à la retraite.

Les principales hypothèses actuarielles moyennes pondérées sont les suivantes :

(en pourcentage)	Prestations de retraite		Autres avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2011	2010	2011	2010
Obligation au titre des prestations au 31 décembre				
Taux d'actualisation	4,40	5,10	4,40	5,25
Taux de croissance de la rémunération	3,70	3,70	3,70	4,00
Charge au titre des régimes d'avantages du personnel au 31 décembre				
Taux d'actualisation	5,10	5,85	5,25	6,00
Rendement prévu des actifs des régimes	6,70	6,65	s.o.	s.o.
Taux de croissance de la rémunération	3,70	3,90	4,00	4,00

Le taux d'actualisation est fondé sur le taux d'intérêt des obligations de grande qualité dont les échéances sont équivalentes à celles des obligations au titre des prestations.

Le rendement prévu des actifs des régimes correspond au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes pour l'exercice. Il est fondé sur le montant des actifs des régimes au début de l'exercice qui a été ajusté selon une moyenne pondérée pour tenir compte des cotisations et des versements de prestations prévus pour l'exercice.

En vue d'évaluer le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes, la Société a tenu compte du rendement prévu de la tranche de revenu fixe du portefeuille, du niveau historique de la prime de risque associée à d'autres catégories d'actifs du portefeuille, ainsi que des rendements futurs prévus pour chaque catégorie d'actifs. Le rendement prévu pour chaque catégorie d'actifs a été pondéré en fonction de la politique de composition des actifs, en vue d'établir un taux prévu de rendement à long terme des actifs à des fins d'hypothèse pour le portefeuille.

Afin de calculer le coût prévu des autres avantages postérieurs au départ à la retraite, il a été présumé que le coût par personne pour les soins de santé couverts augmenterait annuellement de 7 % en 2011 (8 % en 2010). Il est présumé que ce taux de croissance demeurera stable en 2012 et en 2013 et qu'il diminuera de 0,5 % par an pour s'établir à 5 % d'ici 2017 et se maintenir à ce niveau par la suite.

Les taux tendanciels présumés des coûts des soins de santé ont une incidence marquée sur les montants présentés à l'égard des obligations au titre des autres avantages postérieurs au départ à la retraite. Une variation de 1 % de ces taux tendanciels aurait les effets suivants :

(en millions de dollars)	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	3	(2)
Incidence sur les obligations au titre des prestations	43	(35)

Actifs et objectifs de placement des régimes

L'objectif de placement à long terme de la Société est de garantir les prestations définies, tout en gérant la variabilité et le montant de ses cotisations. Le portefeuille est rééquilibré périodiquement, au besoin, et sa composition en actions ne doit en aucun temps dépasser 65 %. Les actifs des régimes se limitent à ceux qui sont permis par la loi, le cas échéant. Les placements sont effectués par l'intermédiaire de caisses en gestion commune, de fonds communs de placement, de caisses en gestion distincte ou de fonds cotés en bourse.

Aux 31 décembre 2011 et 2010, la répartition moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la Société, en fonction des cours du marché, s'établissait comme suit :

(en pourcentage)	2011	2010
Titres de capitaux propres	55	58
Titres à revenu fixe	45	42
Total	100	100

Les titres de capitaux propres ne comprennent aucun placement direct dans des actions de Suncor.

La Société prévoit verser des cotisations 280 M\$ dans ses régimes de retraite à prestations définies en 2012.

25. PROVISIONS

(en millions de dollars)	Démantèlement et remise en état ¹⁾	Redevances ²⁾	Autres	Total
1 ^{er} janvier 2010	3 496	421	270	4 187
Passifs engagés	80	145	212	437
Modification des estimations	(183)	(86)	64	(205)
Passifs réglés	(417)	(110)	(136)	(663)
Désactualisation	186	—	15	201
Cession d'actifs	(470)	—	—	(470)
Incidence des taux de change	(59)	—	(5)	(64)
31 décembre 2010	2 633	370	420	3 423
Moins la tranche à court terme	147	370	91	608
Moins les provisions associées aux actifs détenus en vue de la vente	311	—	—	311
	2 175	—	329	2 504
31 décembre 2010	2 633	370	420	3 423
Passifs engagés	219	237	42	498
Modification des estimations	1 690	4	1	1 695
Passifs réglés	(496)	(256)	(63)	(815)
Désactualisation	140	—	6	146
Cession d'actifs	(390)	—	—	(390)
Incidence des taux de change	5	—	1	6
31 décembre 2011	3 801	355	407	4 563
Moins la tranche à court terme	372	355	84	811
	3 429	—	323	3 752

1) Représente les provisions relatives au démantèlement et à la remise en état associées à la mise hors service d'immobilisations corporelles. Les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations au 31 décembre 2011 totalisaient environ 7,3 G\$ (5,5 G\$ au 31 décembre 2010). Un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit moyen pondéré de 4,3 % a été utilisé pour actualiser la provision constatée au 31 décembre 2011 (5,4 % au 31 décembre 2010). Le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé tient compte de l'échéancier prévu des provisions. Les paiements en vue de régler les provisions de démantèlement et de remise en état sont effectués de façon continue et continueront pendant la durée de vie des actifs opérationnels, qui peut dépasser cinquante ans.

2) En 2010, le ministère de l'Énergie de l'Alberta a envoyé à la Société un avis concernant les ajustements relatifs à la qualité et au transport devant être utilisés aux termes des règlements ministériels concernant la méthode d'évaluation du bitume (Bitumen Valuation Methodology (Ministerial) Regulations) pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance le 31 décembre 2015. Par suite de cette décision, la Société a constaté une économie de 65 M\$ relativement aux montants provisionnés en 2009. La Société tente toujours d'obtenir un règlement définitif en ce qui concerne l'ajustement relatif à la qualité.

26. CAPITAL-ACTIONS

Autorisé

Actions ordinaires

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Actions privilégiées

La Société est autorisée à émettre, en séries, un nombre illimité d'actions privilégiées sans valeur nominale.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Au troisième trimestre de 2011, la Société a annoncé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 500 M\$ entre le 6 septembre 2011 et le 5 septembre 2012. Au cours de l'exercice, la Société a racheté au total 17,1 millions d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour une contrepartie totale de 500 M\$. Du montant versé, 222 M\$ ont été imputés au capital-actions et 278 M\$, aux résultats non distribués.

27. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

a) Régimes d'options sur actions

Les options sur actions qui confèrent à leur titulaire le droit d'acheter des actions ordinaires à un prix correspondant au cours des actions à la date d'attribution, sous réserve de la satisfaction des conditions d'acquisition, sont comptabilisées comme réglées en actions. Les options sur actions que le titulaire peut exercer en échange de trésorerie ou d'actions ordinaires sont comptabilisées comme réglées en trésorerie.

Régimes d'options sur actions dont les paiements sont réglés en actions

i) Options sur actions de Suncor Énergie Inc.

Ce régime succède aux régimes d'options sur actions en place avant la fusion des anciennes sociétés Petro-Canada et Suncor. Les options en cours qui sont annulées ou échues ou qui autrement ne donnent pas lieu à l'attribution d'actions ordinaires seront disponibles aux fins d'émission à titre d'options aux termes de ce régime. Les options attribuées ont une durée de sept ans et les droits qui s'y rattachent sont acquis en trois ans, à raison d'une portion annuellement.

ii) Régimes abolis

Les régimes suivants étaient en place avant le 1^{er} août 2009 : régime d'options sur actions liées au rendement SunShare 2012, régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, régime d'options sur actions à l'intention des contributeurs clés et régime d'options sur actions de l'ancienne société Petro-Canada. Pour en savoir plus sur les modalités de ces régimes, consulter les états financiers annuels audités 2010 de la Société.

La juste valeur des options comptabilisées comme réglées en actions est estimée à la date d'attribution selon la méthode de simulation Monte Carlo pour le régime d'options SunShare 2012 et selon le modèle d'évaluation des options de Black et Scholes pour tous les autres régimes. La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées au cours des diverses périodes et les hypothèses moyennes pondérées utilisées dans le calcul sont les suivantes :

	2011	2010
Dividende annuel par action	0,43 \$	0,40 \$
Taux d'intérêt sans risque	2,50 %	2,02 %
Durée prévue	5 ans	5 ans
Volatilité prévue	49 %	50 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	16,52 \$	12,98 \$

La durée prévue est fondée sur les antécédents et les prévisions actuelles. La volatilité prévue tient compte de l'hypothèse selon laquelle la volatilité historique sur une période similaire à la durée des options est représentative des tendances futures.

Régimes d'options sur actions dont les paiements sont réglés en trésorerie

i) Options sur actions de Suncor Énergie Inc. comportant une composante de droits à la plus-value

Des options ont été attribuées aux termes du régime entre le 1^{er} août 2009 et le 31 juillet 2010. Chaque option comportait une composante de droits à la plus-value. Les options attribuées ont une durée de sept ans, et les droits qui s'y rattachent sont acquis en trois ans, à raison d'une portion annuellement.

ii) Options sur action de l'ancienne société Petro-Canada comprenant une méthode de versement en trésorerie

Ce régime a été aboli le 1^{er} août 2009. Les options étaient attribuées aux dirigeants et aux salariés clés, et pouvaient être exercées en échange d'actions ordinaires ou d'un paiement en trésorerie. Les options attribuées ont une durée de sept ans, et les droits qui s'y rattachent sont acquis en quatre ans, à raison d'une portion annuellement.

La juste valeur des options comptabilisées comme réglées en trésorerie est estimée à la date de clôture selon le modèle d'évaluation des options de Black et Scholes. La durée prévue est fondée sur les antécédents et les prévisions actuelles. La volatilité prévue tient compte de l'hypothèse selon laquelle la volatilité historique sur une période similaire à la durée des options est représentative des tendances futures.

Les variations du nombre total d'options sur actions en cours se présentent comme suit :

	2011		2010	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Number (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
Options en cours au début de l'exercice	67 638	32,94	72 024	32,52
Options attribuées	5 840	41,08	4 297	31,86
Options exercées	(9 918)	20,93	(5 292)	15,49
Options frappées d'extinction/échues	(4 382)	40,51	(3 391)	42,51
Options en cours à la fin de l'exercice	59 178	35,25	67 638	32,94
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	39 482	32,03	46 266	29,91

Comme des options sont exercées régulièrement tout au long de l'exercice, le cours moyen pondéré de l'action pour l'exercice, soit 36,18 \$ (33,73 \$ en 2010), est représentatif du cours moyen pondéré de l'action à la date de levée.

Les fourchettes de prix d'exercice et les durées contractuelles résiduelles moyennes pondérées des options en cours au 31 décembre 2011 sont présentées ci-après :

Prix d'exercice (\$)	Options en cours	
	Nombre (milliers)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (années)
11,96 à 14,99	7 346	1
15,00 à 29,99	10 503	3
30,00 à 45,99	23 636	4
46,00 à 49,99	16 575	3
50,00 à 69,97	1 118	3
Total	59 178	3

Le tableau ci-dessous présente le nombre d'actions ordinaires dont l'émission a été autorisée par le conseil d'administration et à l'égard desquelles des options peuvent être attribuées à l'avenir.

(en milliers)	31 décembre 2011	31 décembre 2010	1 ^{er} janvier 2010
	10 347	12 785	16 196

b) Droits à la plus-value des actions (« DPV »)

Les droits à la plus-value des actions (DPV) permettent au titulaire de recevoir un paiement en trésorerie correspondant à l'écart entre le prix d'exercice établi et le cours des actions ordinaires de la Société à la date d'exercice. Ils sont comptabilisés comme des attributions dont les paiements sont réglés en trésorerie.

(i) DPV de Suncor Énergie Inc.

Ces DPV ont une durée de sept ans et sont acquis en trois ans, à raison d'une portion annuellement.

(ii) DPV de l'ancienne société Petro-Canada

Ce régime a été aboli le 1^{er} août 2009. Ces DPV ont une durée de sept ans et sont acquis en quatre ans, à raison d'une portion annuellement.

La juste valeur des DPV est estimée selon la même méthode que les options sur actions réglées en trésorerie. Les variations du nombre de DPV en cours se présentent comme suit :

	2011		2010	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
DPV en cours au début de l'exercice	11 285	28,97	14 065	28,63
DPV attribués	197	41,26	353	31,85
DPV exercés	(2 003)	29,54	(734)	24,00
DPV frappés d'extinction/échus	(727)	28,10	(2 399)	28,99
DPV en cours à la fin de l'exercice	8 752	29,32	11 285	28,97
DPV pouvant être exercés à la fin de l'exercice	5 625	31,49	4 939	32,28

c) Régimes d'unités d'actions

Les régimes d'unités d'actions de la Société sont comptabilisés comme des régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie.

Les unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR) reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement en trésorerie (de 0 % à 200 % du cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition) en fonction du rendement total pour les actionnaires de Suncor (appréciation du cours de l'action et produit de dividende) par rapport au rendement des actions d'un groupe de sociétés comparables. Les UAFR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

Les unités d'actions restreintes (UAR) reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement au comptant correspondant au cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition. Habituellement, les UAR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

Les unités d'actions différées (UAD) peuvent être échangées contre un paiement en trésorerie ou des actions ordinaires au cours d'une période déterminée suivant la cessation de l'emploi ou le départ du conseil d'administration. Le régime d'UAD n'est offert qu'aux dirigeants et membres du conseil d'administration. Les membres du conseil d'administration reçoivent la moitié ou, à leur choix, la totalité de leur rémunération sous forme d'UAD. Les dirigeants peuvent choisir de recevoir la moitié ou la totalité de leur prime liée au rendement sous forme d'UAD.

Les variations du nombre d'unités d'actions en cours se présentent comme suit :

(en milliers)	UAFR	UAR	UAD
Unités en cours au 1 ^{er} janvier 2010	3 247	4 250	2 616
Unités attribuées	1 699	2 881	109
Unités rachetées contre trésorerie	(282)	(118)	(426)
Unités frappées d'extinction/échues	(917)	(563)	—
Unités en cours au 31 décembre 2010	3 747	6 450	2 299
Unités attribuées	2 050	4 237	152
Unités rachetées contre trésorerie	(224)	(840)	(749)
Unités frappées d'extinction/échues	(913)	(553)	—
Unités en cours au 31 décembre 2011	4 660	9 294	1 702

La juste valeur est estimée à la date d'attribution selon la méthode de simulation Monte Carlo pour les UAFR et selon le modèle d'évaluation des options de Black et Scholes pour les autres régimes d'unités d'actions. La volatilité prévue tient compte de l'hypothèse selon laquelle la volatilité historique sur une période similaire à la durée des unités d'actions est représentative des tendances futures.

Charge (recouvrement) de la rémunération fondée sur des actions

Le tableau ci-dessous résume la charge (le recouvrement) de la rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux » des états consolidés du résultat global :

(en millions de dollars)	2011	2010
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	94	4
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	(95)	190
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	(1)	194

Passif comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions

La Société a constaté un passif de 405 M\$ au 31 décembre 2011 (666 M\$ en 2010), dont une tranche de 218 M\$ (335 M\$ en 2010) a été classée dans le passif courant, en fonction de la juste valeur des attributions comptabilisées comme attributions dont les paiements sont réglés en trésorerie. Au 31 décembre 2011, la valeur intrinsèque des droits acquis s'établissait à 161 M\$ (225 M\$ en 2010).

28. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

Les instruments financiers de la Société sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des débiteurs, des contrats dérivés, de la quasi-totalité des créditeurs et charges à payer, de la dette et d'une partie des autres passifs et des autres passifs non courants.

Instruments financiers non dérivés

La juste valeur de la trésorerie et de ses équivalents, des débiteurs, de la dette à court terme et des créditeurs et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

La juste valeur des instruments financiers de la Société inclus dans les autres actifs a été calculée au moyen d'un modèle de flux de trésorerie actualisés. Les données utilisées dans le modèle reposent sur des données de marché observables disponibles.

La dette à long terme et les passifs financiers non courants de la Société sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode des intérêts effectifs, à l'exception de la tranche de la dette qui est comptabilisée à sa juste valeur à titre d'élément d'une relation de couverture de juste valeur jusqu'en août 2011 (voir la note 22). Au 31 décembre 2011, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût s'élevait à 9,6 G\$ (9,7 G\$ au 31 décembre 2010) et la juste valeur, à 11,4 G\$ (10,7 G\$ au 31 décembre 2010).

Instruments financiers dérivés

a) Hiérarchie de la juste valeur

Pour estimer la juste valeur des dérivés, la Société se fonde sur les cours du marché, lorsqu'ils sont disponibles, ou sur des modèles de tiers ou des méthodes d'évaluation qui reposent sur des données de marché observables. En plus des données du marché, la Société tient compte de détails de transaction précis que les participants dans le marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, notamment l'incidence des risques non liés au rendement. Cependant, ces estimations n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération boursière. La Société classe les données utilisées pour déterminer la juste valeur en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir de la mesure dans laquelle elles sont observables sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie de la juste valeur sont les suivants :

- Niveau 1 : les données représentent les prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques. Les marchés actifs sont des marchés où des opérations sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour procurer de manière constante de l'information sur les cours.
- Niveau 2 : les données autres que les prix cotés visés au niveau 1, qui sont observables, directement ou indirectement, à la date de clôture. Les évaluations du niveau 2 sont fondées sur les données, y compris les prix à terme cotés des marchandises, les taux d'intérêt du marché et les facteurs de volatilité, qui peuvent être observés ou corroborés dans le marché.
- Niveau 3 : les données moins observables ou non disponibles ou les données observables qui ne permettent pas d'étayer en grande partie la juste valeur de l'instrument.

Lorsqu'elle établit ses estimations, la Société utilise les données les plus observables aux fins d'évaluation. Si l'évaluation de la juste valeur repose sur des données correspondant à différents niveaux hiérarchiques, l'évaluation est classée selon le niveau le plus bas qui est significatif pour l'évaluation de la juste valeur.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et passifs liés aux instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2011, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Débiteurs	11	3	13	27
Créditeurs	(72)	(14)	(7)	(93)
Solde au 31 décembre 2010	(61)	(11)	6	(66)
Débiteurs	1	33	3	37
Créditeurs	(18)	(51)	(2)	(71)
Solde au 31 décembre 2011	(17)	(18)	1	(34)

b) Désignés comme élément d'une relation de couverture admissible

La Société conclut périodiquement des contrats dérivés, par exemple des swaps de taux d'intérêt, dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques visant à gérer son exposition aux taux d'intérêt. En 2011, la Société détenait des swaps de taux d'intérêt désignés comme des couvertures de juste valeur visant 200 M\$ de sa dette à terme fixe. Ces swaps venaient à échéance en août 2011. La juste valeur de ces swaps s'élevait à 8 M\$ au 31 décembre 2010.

c) Instruments financiers dérivés non désignés

Instruments dérivés liés à la gestion des risques

La Société conclut à l'occasion des contrats dérivés qui, bien qu'ils ne soient pas comptabilisés comme couvertures parce qu'ils n'ont pas été documentés en tant que tels ou parce que la comptabilité de couverture ne s'applique pas en vertu des PCGR, sont perçus comme économiquement efficaces pour gérer le risque lié aux fluctuations du cours des marchandises et constituent un élément du programme global de gestion des risques de Suncor.

Les profits et les pertes associées aux dérivés de gestion des risques sont présentés dans les autres produits du secteur opérationnel auquel ils se rapportent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, l'incidence sur le résultat de ces contrats correspond à une perte de 22 M\$ (profit de 89 M\$ en 2010).

Instruments dérivés liés à la négociation de l'énergie

Le groupe Négociation de l'énergie de la Société a également recours à des contrats d'énergie (livraison physique ou contrats financiers), y compris des swaps, des contrats à terme de gré à gré et des options, pour gagner des produits tirés des activités de négociation.

Les profits et les pertes découlant des activités de négociation sont présentés dans les autres produits du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations. L'incidence de ces contrats sur le résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2011 correspond à un profit de 301 M\$ (profit de 106 M\$ en 2010).

Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés non désignés

(en millions de dollars)	Gestion des risques	Négociation de l'énergie	Total
Juste valeur des contrats en cours au 1 ^{er} janvier 2010	(312)	(47)	(359)
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	236	(146)	90
Variation de la juste valeur durant la période	89	106	195
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2010	13	(87)	(74)
Juste valeur des contrats réalisés pendant la période	9	(248)	(239)
Variation de la juste valeur pendant la période	(22)	301	279
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2011	—	(34)	(34)

Gestion des risques

La Société est exposée à un certain nombre de risques liés aux instruments financiers. Ces facteurs de risque comprennent les risques de marché, y compris le risque lié au prix des marchandises, le risque de change, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité et le risque de crédit.

La Société applique des procédures de gouvernance formelles pour la gestion des risques financiers. Le comité de gestion du risque lié aux prix des marchandises est responsable de la surveillance de la gestion par la Société des risques liés à la négociation et des risques de crédit. Les activités de négociation s'entendent de la couverture stratégique, la négociation d'optimisation, la commercialisation et la négociation. Relevant du conseil d'administration de la Société, le comité de gestion du risque lié aux prix des marchandises se réunit régulièrement pour examiner les expositions au risque, s'assurer du respect des politiques et valider les méthodes et les procédures de gestion du risque.

La nature des risques auxquels est exposée la Société et ses politiques de gestion de ces risques n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2010.

1) Risque de marché

Le risque de marché s'entend du risque ou de l'incertitude découlant des éventuelles fluctuations des prix du marché et de leur incidence sur le rendement futur des activités. Les fluctuations des prix du marché qui pourraient affecter défavorablement la valeur des actifs et des passifs financiers de la Société, ainsi que ses flux de trésorerie futurs prévus se rapportent au risque lié aux prix des marchandises, au risque de change et au risque de taux d'intérêt.

a) Risque lié aux prix des marchandises

La performance financière de Suncor est étroitement liée aux prix du pétrole brut (y compris les écarts de prix entre différents types de produits) et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel et des produits raffinés. La Société peut réduire son exposition au risque lié au prix des marchandises au moyen d'un certain nombre de stratégies, notamment la conclusion de contrats à prix fixe visant une partie de la production de pétrole brut prévue, la conclusion de contrats d'option pour limiter l'exposition aux fluctuations du cours du pétrole brut et la couverture du risque lié au gaz naturel afin de gérer les écarts de prix régionaux.

Le tableau qui suit présente l'incidence sur le résultat avant impôt de la Société des variations des cours du pétrole brut et du gaz naturel compte tenu des instruments dérivés en cours aux 31 décembre 2011 et 2010 :

(en millions de dollars)	2011 ¹⁾	Variation	Résultat avant impôt
Pétrole brut	96,12 \$ US/baril		
Augmentation de prix		1,00 \$ US/baril	(8)
Diminution de prix		1,00 \$ US/baril	8
Gaz naturel	3,56 \$ US/kpi ³		
Augmentation de prix		0,10 \$ US/kpi ³	(1)
Diminution de prix		0,10 \$ US/kpi ³	1

(en millions de dollars)	2010 ¹⁾	Variation	Résultat avant impôt
Pétrole brut	93,37 \$ US/baril		
Augmentation de prix		1,00 \$ US/baril	(4)
Diminution de prix		1,00 \$ US/baril	4
Gaz naturel	4,99 \$ US/kpi ³		
Augmentation de prix		0,10 \$ US/kpi ³	(4)
Diminution de prix		0,10 \$ US/kpi ³	4

1) Les prix correspondent aux prix à terme moyens aux 31 décembre 2010 et 2011.

b) Risque de change

La Société est exposée au risque de change en ce qui a trait aux produits des activités ordinaires, aux dépenses en immobilisations ou aux instruments financiers qui sont libellés dans une monnaie autre que le dollar canadien, monnaie fonctionnelle de la Société. Comme le prix du pétrole brut est établi en dollars américains, les fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien peuvent avoir un effet important sur les produits des activités ordinaires de la Société. L'exposition de la Société est contrebalancée en partie par l'émission de titres d'emprunt à long terme libellés en dollars US et par le financement de projets d'investissement en dollars US. Au 31 décembre 2011, une variation de 1 % du taux de change \$ US/\$ CA aurait une incidence d'environ 88 M\$ (90 M\$ en 2010) sur le résultat avant impôt.

La Société est aussi exposée au risque de change lié à ses établissements étrangers autonomes qui ont une monnaie fonctionnelle différente de la sienne, la plupart du temps le dollar américain ou l'euro (€). Au 31 décembre 2011, des variations de 1 % du taux de change \$ US/\$ CA et du taux de change €/ \$ CA auraient respectivement eu une incidence d'environ 45 M\$ et 23 M\$ (37 M\$ et 23 M\$, respectivement, en 2010) sur les autres éléments du résultat global.

c) Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt, puisque les fluctuations des taux d'intérêt peuvent influencer sur les flux de trésorerie futurs et les justes valeurs des instruments financiers. L'exposition de la Société à ce risque est principalement liée au crédit renouvelable (billets de trésorerie, acceptations bancaires et emprunts au TIOL).

Pour gérer le risque de taux d'intérêt auquel elle est exposée, la Société vise à établir des taux variables sur une tranche de 30 % à 50 % du total de la dette. Cette combinaison de passifs à taux fixe et à taux variable variera en fonction des conditions du marché et de l'évaluation du risque global par la direction. Au 31 décembre 2011, la dette à taux variable représentait 7 % du total de l'encours de la dette (18 % au 31 décembre 2010). Le taux d'intérêt moyen pondéré sur le total de la dette pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 était de 6,0 % (5,7 % au 31 décembre 2010).

Le résultat net de la Société est sensible à la fluctuation des taux d'intérêt de la tranche à intérêt variable de la dette. Dans la mesure où la charge d'intérêt n'est pas capitalisée, si les taux d'intérêt applicables aux instruments à taux variable avaient augmenté de 1 %, le résultat avant impôt de la Société aurait diminué d'environ 8 M\$ (22 M\$ en 2010), en supposant que le montant de la dette et la proportion taux fixe/taux variable ne changent pas à partir du 31 décembre 2011 et que les fluctuations de taux d'intérêt s'appliquent depuis le début de l'exercice.

2) Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend du risque que Suncor ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières lorsque celles-ci seront exigibles. La Société réduit ce risque en prévoyant ses dépenses et en maintenant des liquidités suffisantes et des facilités de crédit afin de couvrir ses dépenses. Au 31 décembre 2011, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de Suncor ainsi que les facilités de crédit disponibles s'établissaient à 3,8 G\$ et à 5,8 G\$, respectivement.

La trésorerie excédentaire est investie dans une gamme de titres du marché monétaire à court terme. La Société ne peut investir que dans des titres d'État ou de sociétés de grande qualité. La diversification de ces placements est assurée par le maintien de limites de crédit attribuées aux contreparties.

Le tableau suivant présente le calendrier des sorties de fonds se rapportant aux créances clients et autres créditeurs et à la dette.

(en millions de dollars)	31 décembre 2011		31 décembre 2010	
	Créances clients et autres créditeurs ¹⁾	Dette ²⁾	Créances clients et autres créditeurs ¹⁾	Dette ²⁾
Moins de un an	7 755	1 411	6 524	3 128
De 1 à 3 ans	274	2 012	359	1 562
De 3 à 5 ans	52	1 238	32	1 615
Plus de 5 ans	—	17 259	—	17 473
Total	8 081	21 920	6 915	23 778

1) Inclut les obligations d'achat de Fort Hills et la prime à la signature des CEPP en Libye.

2) La dette comprend la dette à court terme, la dette à long terme, les contrats de location-financement et les paiements d'intérêts sur la dette à taux fixe et les billets de trésorerie.

3) Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend de la possibilité qu'un client ou qu'une contrepartie ne réussisse pas à s'acquitter d'une obligation ou à payer des montants exigibles et fasse ainsi subir une perte financière à l'autre partie. La Société a adopté une politique de

crédit qui vise à établir, dans toute la Société, une norme de pratique pour mesurer et surveiller le risque de crédit. La politique indique la délégation de pouvoirs, les procédures de diligence raisonnable exigées pour approuver un nouveau client ou une nouvelle contrepartie et le montant maximal de risque de crédit par entité. Avant de commencer à faire des affaires avec un nouveau client ou une nouvelle contrepartie, sa solvabilité est évaluée et une notation ainsi qu'une limite de crédit maximale lui sont attribuées. Le processus d'évaluation présenté dans la politique de crédit tient compte de facteurs quantitatifs et qualitatifs. La Société surveille de façon continue le risque lié à un client ou à une contrepartie, ainsi que sa situation financière. Si l'on considère qu'un client ou qu'une contrepartie est devenu moins solide sur le plan financier, la Société s'efforcera de réduire le risque de crédit et d'abaisser la limite de crédit attribuée. Des rapports sont produits de façon régulière pour surveiller le risque de crédit, et le comité de crédit se réunit tous les trimestres pour veiller au respect de la politique de crédit et passer les risques en revue.

Les débiteurs de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujettis au risque de crédit normal de l'industrie. Aux 31 décembre 2011 et 2010, la quasi-totalité des créances clients de la Société venaient à échéance au cours de l'année suivante. Toutefois, en raison de l'agitation politique en Syrie, la Société n'a pas reçu le paiement relatif à la production récente liée à ses activités dans ce pays. Elle a donc comptabilisé une provision de 63 M\$ à l'égard de ces créances, ce qui représente environ la moitié du montant total exigible.

La Société peut subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés ne sont pas en mesure de respecter les conditions des contrats. Le risque auquel est exposée la Société se limite aux contreparties détenant des contrats d'instruments dérivés dont la juste valeur était positive à la date de clôture. Au 31 décembre 2011, le risque auquel était exposée la Société se chiffrait à 37 M\$ (27 M\$ au 31 décembre 2010).

29. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le principal objectif de la Société concernant la gestion du capital consiste à maintenir un bilan prudent qui contribue à un solide profil en matière de notation. La Société a ainsi une grande souplesse sur le plan financier et elle a accès aux capitaux dont elle a besoin pour atteindre ses objectifs de croissance.

La Société surveille le capital au moyen de deux ratios : le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾ et le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres.

Le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale, moins la trésorerie et ses équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de l'exercice écoulé.

Le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme totale et des capitaux propres.

Les engagements financiers associés aux diverses ententes bancaires et d'emprunts de la Société sont passés en revue régulièrement, et des contrôles sont en place pour en assurer la conformité. Pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, la Société a respecté tous ses engagements financiers.

La stratégie de la Société en 2011, la même qu'en 2010, consistait à respecter les mesures établies dans le tableau suivant. La Société estime que le fait de respecter les objectifs en matière de capital l'aide à accéder à des capitaux à un coût raisonnable

grâce à une notation de première qualité. La Société exerce ses activités dans un secteur cyclique et les ratios peuvent dépasser les cibles de la direction périodiquement.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Mesure ciblée pour le capital	2011	2010
Composants des ratios			
Dette à court terme		763	1 984
Tranche à court terme de la dette à long terme		12	518
Dette à long terme		10 004	9 829
Dette totale		10 779	12 331
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie		3 803	1 077
Dette nette		6 976	11 254
Capitaux propres		38 600	35 192
Capitalisation totale (dette totale majorée des capitaux propres)		49 379	47 523
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾		9 746	6 656
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<2,0 fois	0,7	1,7
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		22 %	26 %

1) Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont présentés compte non tenu des variations du fonds de roulement hors trésorerie.

30. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Les entités sous contrôle commun se présentaient comme suit au 31 décembre 2011 :

	%
Fort Hills Energy L.P. ¹⁾	40,8
Syncrude Canada Ltd. ²⁾	12,0
Voyageur Upgrader L.P. ³⁾	51,0
Coentreprise d'énergie éolienne Magrath Windfarm	33,3
Coentreprise d'énergie éolienne Chin Chute	33,3
Coentreprise d'énergie éolienne Ripley	50,0
Coentreprise d'énergie éolienne Wintering Hills	70,0
Chimies Parachem S.E.C./Parachem Chemicals L.P.	51,0
UPI Inc.	50,0

1) La participation de la Société dans Fort Hills Energy L.P. s'établissait à 60,0 % au 1^{er} janvier 2010 et au 31 décembre 2010.

2) Syncrude Canada Ltd. est l'exploitant de la coentreprise d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude, qui représente un actif sous contrôle commun. Syncrude Canada Ltd. est responsable de la gestion et de l'administration de cet actif.

3) Voyageur Upgrader L.P. était une filiale en propriété exclusive au 1^{er} janvier 2010 et au 31 décembre 2010.

Le tableau ci-dessous présente un sommaire de l'information financière relative aux entités sous contrôle commun dans lesquelles la Société détient une participation :

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Actif courant	127	128	101
Actif non courant	2 935	1 227	1 246
	3 062	1 355	1 347
Passif courant	135	183	148
Passif non courant	146	64	110
	281	247	258
Produits des activités ordinaires et autres produits	541	672	
Charges	746	852	
Résultat net	(205)	(180)	

31. INFORMATION RELATIVE AUX PARTIES LIÉES

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités. Il s'agit principalement de ventes à des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société. Compte tenu des éliminations, les produits opérationnels tirés de ces transactions se sont établis à 780 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (730 M\$ en 2010). Au 31 décembre 2011, les montants à recevoir de parties liées se sont établis à 60 M\$ (60 M\$ en 2010).

Rémunération des principaux dirigeants

La rémunération du conseil d'administration et des membres de l'équipe de direction pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Avantages à court terme	17	13
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite	3	3
Rémunération fondée sur des actions	29	38
	49	54

32. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

a) Engagements liés aux activités opérationnelles

Les paiements futurs aux termes des contrats de location simple conclus par la Société dans le cadre d'ententes de transport par pipeline et pour la location de diverses installations, stations-service et autres immobilisations corporelles, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	31 déc. 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Dans moins d'un an	1 080	1 126	1 077
Dans plus d'un an et moins de cinq ans	3 768	3 409	3 281
Dans plus de cinq ans	8 785	8 386	8 019
	13 633	12 921	12 377

Les principaux contrats de location simple ont diverses dates d'échéance jusqu'en 2028. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la charge relative aux contrats de location simple s'est élevée à 1,1 G\$ (1,0 G\$ en 2010).

Suncor a également conclu des contrats d'achat de marchandises qui sont négociés au prix du marché et dans le cours normal des activités et qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis.

b) Éventualités

La Société réduit son exposition à certains risques opérationnels en maintenant un programme d'assurance tous risques dans les limites et les franchises que la direction croit acceptables.

La Société a souscrit une assurance contre les dommages matériels et les pertes d'exploitation comportant des limites de protection et des franchises variées en fonction des actifs. Au 31 décembre 2011, le programme d'assurance de Suncor comprenait une limite de protection maximale de 1,3 G\$ US pour les risques liés aux sables pétroliers, de 1,25 G\$ US pour les risques liés aux activités extracôtières et de 600 M\$ US pour les risques liés au raffinage. Ces limites ne comportent aucune franchise ou période d'attente et sont assujetties à certains plafonds de prix et de volume. La Société a également souscrit une assurance sur les biens principaux de 250 M\$ US couvrant la totalité de ses actifs. Dans le cours normal de ses activités, Suncor a conclu des instruments de réduction du risque d'un montant total de 405 M\$ relativement à certaines de ses activités à l'étranger, dont une tranche de 300 M\$ peut s'appliquer à ses actifs en Syrie.

Suncor est d'avis que son assurance responsabilité civile, biens et perte d'exploitation est adéquate, bien qu'une telle assurance ne fournisse pas une protection pour toutes les circonstances ou pour les arrêts prolongés. Les programmes d'assurance ultérieurs seront peut-être différents en raison des conditions du marché ou d'autres facteurs commerciaux.

La Société est défenderesse ou demanderesse dans un certain nombre de poursuites dans le cours normal des activités. Elle estime que toute obligation découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence grave sur sa situation financière consolidée.

Les coûts attribuables à ces engagements et éventualités devraient être engagés sur une période prolongée et être financés par les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société. Bien qu'il soit actuellement impossible d'en établir l'incidence finale sur le résultat net, il est toutefois possible d'avancer qu'elle pourrait être considérable.

c) Garanties

Au 31 décembre 2011, la Société avait conclu diverses ententes d'indemnisation avec des tiers comme il est décrit ci-dessous et fournissait des garanties de prêt à certains concessionnaires des ventes au détail.

La Société a accepté d'indemniser les porteurs de tous les billets et toutes les débentures, de même que les prêteurs accordant les facilités de crédit de la Société (voir la note 22) contre les coûts additionnels liés aux retenues d'impôt à la source. Des conditions d'indemnisation s'appliquent aussi à certains baux visant des installations ou du matériel.

Il n'y a aucune limite au montant maximal payable en vertu des conventions d'indemnisation décrites ci-dessus. La Société est incapable de déterminer le montant maximal pouvant être exigible, car la réglementation et la législation gouvernementales sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Aux termes de ces conventions, la Société a l'option de racheter ou de résilier ces contrats si des coûts additionnels sont engagés.

33. COENTREPRISE AVEC TOTAL

En mars 2011, Suncor a conclu l'entente de coentreprise avec Total E&P Canada Ltd. (« Total ») qu'elle avait précédemment annoncée. Les deux sociétés prévoient mettre en valeur, en collaboration avec d'autres partenaires, les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et redémarrer la construction de l'usine de valorisation Voyageur.

Par suite de cette transaction, Suncor a acquis une participation de 36,75 % dans Joslyn pour une contrepartie de 842 M\$ après les ajustements de clôture. Total a fait l'acquisition d'une participation de 49 % dans Voyageur, d'une participation additionnelle de 19,2 % dans le projet de Fort Hills (ce qui a eu pour effet de réduire la participation de Suncor de 60 % à 40,8 %) et de droits sur une technologie d'extraction exclusive à la Société pour une contrepartie en trésorerie de 2,662 G\$ après ajustements de clôture.

Au total, Suncor a constaté une perte de 124 M\$, compte tenu des ajustements de clôture, liée à la cession de ses participations dans Voyageur et Fort Hills et à la vente de sa technologie. La perte comprend la décomptabilisation du goodwill de 267 M\$ associé à la cession des participations dans Fort Hills et Voyageur.

34. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 23 février 2012, la Société a annoncé le renouvellement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, aux termes de laquelle elle peut racheter aux fins d'annulation une tranche additionnelle de 1 G\$ de ses actions ordinaires entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Total pour l'exercice	Trimestres clos les				Total de l'exercice
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011		31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010	
Produits des activités ordinaires et autres produits^{A)}	9 388	9 587	10 678	10 137	39 790	7 131	8 461	7 672	9 340	32 604
Résultat net										
Sables pétroliers	605	371	837	790	2 603	89	534	413	484	1 520
Exploration et production	(186)	(212)	420	284	306	528	343	681	386	1 938
Raffinage et commercialisation	627	313	479	307	1 726	147	146	159	367	819
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(18)	90	(449)	46	(331)	15	(483)	(29)	49	(448)
	1 028	562	1 287	1 427	4 304	779	540	1 224	1 286	3 829
Résultat opérationnel^{B)}										
Sables pétroliers	694	371	837	835	2 737	90	542	402	345	1 379
Exploration et production	337	260	389	372	1 358	332	303	283	275	1 193
Raffinage et commercialisation	627	313	479	307	1 726	147	124	159	366	796
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(180)	36	84	(87)	(147)	(199)	(130)	(227)	(178)	(734)
	1 478	980	1 789	1 427	5 674	370	839	617	808	2 634
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles										
Sables pétroliers	1 137	733	1 285	1 417	4 572	265	937	779	796	2 777
Exploration et production	583	682	801	780	2 846	848	760	769	948	3 325
Raffinage et commercialisation	929	500	611	534	2 574	328	270	330	610	1 538
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(256)	67	24	(81)	(246)	(317)	(197)	(248)	(222)	(984)
	2 393	1 982	2 721	2 650	9 746	1 124	1 770	1 630	2 132	6 656
Par action ordinaire										
Résultat net										
– de base	0,65	0,36	0,82	0,91	2,74	0,50	0,35	0,78	0,82	2,45
– dilué	0,65	0,31	0,76	0,91	2,67	0,46	0,34	0,78	0,82	2,43
Résultat opérationnel – de base	0,94	0,62	1,14	0,91	3,61	0,24	0,54	0,39	0,52	1,69
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles – de base	1,52	1,26	1,73	1,69	6,20	0,72	1,13	1,04	1,36	4,25

A) Au deuxième trimestre de 2011, la Société a mené à bien un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, par suite duquel elle a déterminé que la nature et l'objectif des transactions présentées précédemment au montant brut au poste « Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie » figurant sous les charges aux états consolidés du résultat global avaient évolué de telle façon qu'il serait plus approprié de les présenter sur une base nette. Les montants des périodes précédentes ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à cette présentation.

B) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas indicatifs du rendement opérationnel.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

(non audité)

	Trimestres clos les				Total pour l'exercice	Trimestres clos les				Total de l'exercice
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011		31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010	
Sables pétrolifères										
Production (kb/j)										
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)	322,1	243,4	326,6	326,5	304,7	202,3	295,5	306,6	325,9	283,0
Firebag (kb/j de bitume)	55,2	56,4	54,8	71,7	59,5	55,7	55,7	50,4	52,9	53,6
MacKay River (kb/j de bitume)	32,1	29,4	29,0	29,7	30,0	31,8	32,5	28,8	32,9	31,5
Syncrude	38,5	33,8	35,9	30,3	34,6	32,3	38,9	31,7	37,9	35,2
Ventes (kb/j) (à l'exclusion de Syncrude)										
Brut léger peu sulfureux	101,0	50,5	80,4	109,9	85,5	61,0	99,0	84,5	84,5	82,3
Diesel	18,5	11,5	30,7	36,1	24,3	12,9	30,7	25,8	12,2	20,4
Brut léger sulfureux	183,0	146,8	194,6	158,1	170,6	80,5	143,1	165,8	189,8	145,2
Bitume	23,7	34,0	24,0	14,5	24,0	42,3	37,4	21,2	24,9	31,4
Total des ventes	326,2	242,8	329,7	318,6	304,4	196,7	310,2	297,3	311,4	279,3
Prix de vente moyen¹⁾ (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)										
Brut léger peu sulfureux*	90,47	107,96	95,75	103,51	98,50	80,84	77,55	75,49	83,02	79,03
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	79,05	85,98	81,65	94,07	84,93	69,53	68,53	66,39	70,29	68,63
Total *	82,59	90,56	85,09	97,33	88,74	73,03	71,41	68,97	73,75	71,69
Total	82,59	90,56	85,09	97,33	88,74	70,21	69,79	67,53	70,95	69,58
Prix de vente moyen – Syncrude ¹⁾ (\$/b)	93,33	111,86	98,35	105,33	101,80	83,21	77,32	78,83	84,40	80,93
Charges opérationnelles (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)										
Charges décaissées	33,60	46,25	34,70	37,20	37,40	46,15	31,45	32,15	34,35	35,05
Gaz naturel	2,55	2,95	1,90	2,40	2,45	5,40	3,55	1,10	2,30	2,85
Diluant importé**	—	1,80	—	—	0,35	2,95	0,70	0,05	0,05	0,75
Charges opérationnelles décaissées²⁾	36,15	51,00	36,60	39,60	40,20	54,50	35,70	33,30	36,70	38,65
Frais de démarrage de projets	1,30	2,05	1,95	0,70	1,45	0,55	0,55	0,70	0,95	0,70
Total des charges opérationnelles décaissées³⁾	37,45	53,05	38,55	40,30	41,65	55,05	36,25	34,00	37,65	39,35
Amortissements et déplétion	8,30	13,10	9,90	11,55	10,55	12,10	15,15	8,90	9,15	11,15
Total des charges opérationnelles⁴⁾	45,75	66,15	48,45	51,85	52,20	67,15	51,40	42,90	46,80	50,50
Charges opérationnelles – Syncrude*** (\$/b)										
Charges décaissées	35,30	37,40	38,50	46,15	39,05	39,60	28,75	39,20	32,85	34,70
Gaz naturel	3,40	3,15	2,70	3,05	3,10	4,50	2,85	2,75	3,05	3,25
Charges opérationnelles décaissées²⁾	38,70	40,55	41,20	49,20	42,15	44,10	31,60	41,95	35,90	37,95
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées³⁾	38,70	40,55	41,20	49,20	42,15	44,10	31,60	41,95	35,90	37,95
Amortissements et déplétion	20,25	14,10	11,75	16,05	15,60	13,70	11,35	14,85	12,55	13,00
Total des charges opérationnelles⁴⁾	58,95	54,65	52,95	65,25	57,75	57,80	42,95	56,80	48,45	50,95
Charges opérationnelles – Production de bitume in situ seulement (\$/b)										
Charges décaissées	16,60	18,50	21,50	24,00	20,30	12,30	13,65	17,15	16,50	14,85
Gaz naturel	5,40	5,65	5,55	5,15	5,40	7,05	5,05	5,25	4,80	5,55
Charges opérationnelles décaissées⁵⁾	22,00	24,15	27,05	29,15	25,70	19,35	18,70	22,40	21,30	20,40
Frais de démarrage de projets	4,20	5,20	6,30	0,50	3,90	0,95	1,45	2,50	3,35	2,05
Total des charges opérationnelles décaissées⁶⁾	26,20	29,35	33,35	29,65	29,60	20,30	20,15	24,90	24,65	22,45
Amortissements et déplétion	5,65	6,30	7,05	9,90	7,35	5,05	4,70	5,90	5,55	5,30
Total des charges opérationnelles⁷⁾	31,85	35,65	40,40	39,55	36,95	25,35	24,85	30,80	30,20	27,75

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2011	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2010
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011		31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010	
Production totale (kbep/j)	240,7	182,8	183,5	219,7	206,7	330,0	299,5	297,2	261,8	296,9
Amérique du Nord (activités terrestres)										
Production										
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	379	370	346	335	357	649	536	500	407	522
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	5,4	5,3	4,8	5,0	5,1	14,0	8,3	7,6	5,1	8,8
Production totale (Mpi ³ e/j)	411	402	375	365	388	733	586	546	438	575
Prix de vente moyen ¹⁾										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,72	3,75	3,52	3,18	3,55	5,32	3,46	3,71	3,38	4,04
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	77,85	88,90	83,98	90,58	85,30	66,07	72,73	60,16	71,02	67,06
Côte Est du Canada										
Production (kb/j)										
Terra Nova	16,9	14,4	19,4	14,3	16,2	29,6	27,2	17,2	19,0	23,2
Hibernia	29,2	32,1	32,0	30,2	30,9	30,2	30,1	32,3	30,9	30,9
White Rose	18,9	18,5	17,7	18,9	18,5	14,8	13,3	16,8	13,0	14,5
	65,0	65,0	69,1	63,4	65,6	74,6	70,6	66,3	62,9	68,6
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	104,01	112,19	111,30	111,77	108,42	78,69	76,88	78,78	87,12	80,20
International										
Production (kbep/j)										
<i>Mer du Nord</i>										
Buzzard	50,3	32,7	33,1	55,0	42,9	58,6	49,3	58,6	55,6	55,5
Autres – Mer du Nord	15,4	—	—	—	3,8	27,5	22,7	25,2	18,7	23,5
<i>Autres – International</i>										
Libye	24,1	—	—	24,6	12,1	35,4	35,4	35,4	34,7	35,2
Syrie	17,4	18,1	18,8	15,9	17,6	—	12,8	16,5	16,9	11,6
Trinité-et-Tobago	—	—	—	—	—	11,7	11,1	4,2	—	6,7
	107,2	50,8	51,9	95,5	76,4	133,2	131,3	139,9	125,9	132,5
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/bep)										
Buzzard	94,12	113,24	111,60	106,41	105,18	72,36	78,57	75,60	85,46	77,91
Autres – Mer du Nord	92,49	—	—	—	92,49	76,10	72,01	79,40	82,77	78,16
Autres – International	91,92	91,42	93,94	102,42	95,76	59,81	64,98	70,22	83,06	70,39

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2011	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2010
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011		31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010	
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)										
Carburants de transport										
Essence	21,1	20,9	21,4	20,1	20,9	21,0	22,5	22,5	22,9	22,2
Distillats	13,4	12,8	12,7	12,2	12,8	12,3	12,5	11,7	13,7	12,4
Total des ventes de carburants de transport	34,5	33,7	34,1	32,3	33,7	33,3	35,0	34,2	36,6	34,6
Produits pétrochimiques	2,3	2,2	2,3	1,7	2,1	2,2	2,8	2,5	2,4	2,5
Asphalte	1,7	2,2	3,5	2,2	2,4	1,8	3,0	3,7	2,4	2,7
Autres	6,1	6,2	4,4	4,6	5,3	4,3	6,0	6,0	5,3	5,5
Total des ventes de produits raffinés	44,6	44,3	44,3	40,8	43,5	41,6	46,8	46,4	46,7	45,3
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	33,1	31,9	32,3	30,7	32,0	31,0	30,6	30,7	29,7	30,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	94	94	90	94	91	90	90	87	89
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)										
Carburants de transport										
Essence	17,0	18,6	19,7	19,7	18,8	18,1	19,2	19,9	18,3	18,9
Distillats****	17,9	16,2	18,7	17,5	17,6	16,9	16,3	17,4	21,3	18,0
Total des ventes de carburants de transport	34,9	34,8	38,4	37,2	36,4	35,0	35,5	37,3	39,6	36,9
Asphalte	0,5	1,2	1,9	1,1	1,2	1,2	1,5	1,5	0,9	1,3
Autres	2,0	1,9	2,1	2,5	2,0	4,4	5,2	3,7	2,0	3,8
Total des ventes de produits raffinés	37,4	37,9	42,4	40,8	39,6	40,6	42,2	42,5	42,5	42,0
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	35,3	27,0	36,2	32,8	32,8	33,5	31,7	36,6	36,5	34,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	75	100	90	91	92	87	101	101	95

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Total pour l'exercice	Trimestres clos les				Total de l'exercice
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011		31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010	
Revenus nets										
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi^{3e})										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	4,72	5,15	4,82	4,54	4,81	6,29	4,94	4,63	4,47	5,21
Redevances	(0,44)	(0,54)	(0,48)	(0,48)	(0,48)	(1,02)	(0,12)	(0,54)	(0,44)	(0,56)
Frais de transport	(0,20)	(0,25)	(0,26)	(0,23)	(0,23)	(0,34)	(0,55)	(0,46)	(0,32)	(0,42)
Charges opérationnelles	(1,49)	(1,35)	(1,71)	(1,66)	(1,55)	(1,32)	(1,45)	(1,44)	(1,72)	(1,47)
Revenu opérationnel net	2,59	3,01	2,37	2,17	2,55	3,61	2,82	2,19	1,99	2,76
Côte Est du Canada (\$/b)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	105,84	114,23	112,84	114,35	110,31	80,79	78,99	81,06	89,35	82,38
Redevances	(32,04)	(34,99)	(33,56)	(36,95)	(34,49)	(28,78)	(28,45)	(25,49)	(29,17)	(27,99)
Frais de transport	(1,83)	(2,04)	(1,54)	(2,58)	(1,89)	(2,10)	(2,11)	(2,28)	(2,23)	(2,18)
Charges opérationnelles	(8,14)	(7,26)	(6,69)	(9,36)	(8,04)	(6,38)	(6,08)	(6,80)	(7,57)	(6,68)
Revenu opérationnel net	63,83	69,94	71,05	65,46	65,89	43,53	42,35	46,49	50,38	45,53
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	96,09	115,21	113,65	108,43	107,18	74,19	80,35	77,43	87,30	79,73
Frais de transport	(1,97)	(1,97)	(2,05)	(2,02)	(2,00)	(1,83)	(1,78)	(1,83)	(1,84)	(1,82)
Charges opérationnelles	(3,50)	(6,66)	(6,34)	(3,64)	(4,71)	(3,09)	(3,57)	(2,90)	(2,80)	(3,07)
Revenu opérationnel net	90,62	106,58	105,26	102,77	100,47	69,27	75,00	72,70	82,66	74,84
Autres – Mer du Nord (\$/bep)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	94,86	—	—	—	94,86	79,10	75,47	81,13	85,73	80,86
Frais de transport	(2,37)	—	—	—	(2,37)	(3,00)	(3,46)	(1,73)	(2,96)	(2,70)
Charges opérationnelles	(17,82)	—	—	—	(17,82)	(12,58)	(21,00)	(13,59)	(16,45)	(15,60)
Revenu opérationnel net	74,67	—	—	—	74,67	63,52	51,01	65,81	66,32	62,56
Autres – International (\$/bep)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	92,28	91,67	94,23	102,68	96,06	60,20	65,36	70,54	82,74	70,59
Redevances	(64,12)	(41,35)	(46,89)	(54,06)	(54,69)	(32,55)	(30,06)	(30,30)	(18,37)	(30,67)
Frais de transport	(0,36)	(0,25)	(0,29)	(0,26)	(0,30)	(0,39)	(0,38)	(0,32)	0,32	(0,20)
Charges opérationnelles	(5,21)	(8,48)	(6,84)	(7,52)	(6,75)	(2,85)	(6,85)	(4,49)	(6,38)	(5,13)
Revenu opérationnel net	22,59	41,59	40,21	40,84	34,32	24,41	(28,07)	35,43	58,31	34,59

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES ^{A)}

(non audité)

(en millions de dollars)	2011	2010	2009	2008	2007
Produits des activités ordinaires et autres produits					
Sables pétrolifères	12 233	9 424	6 539	8 639	6 175
Exploration et production	5 309	5 927	2 305	579	427
Raffinage et commercialisation	25 771	20 881	11 851	9 258	8 220
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations ^{B)}	(3 523)	(3 628)	4 785	10 161	2 492
	39 790	32 604	25 480	28 637	17 314
Résultat opérationnel					
Sables pétrolifères	2 603	1 520	557	2 875	2 474
Exploration et production	306	1 938	78	89	25
Raffinage et commercialisation	1 726	819	407	(22)	406
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(331)	(448)	104	(805)	78
	4 304	3 829	1 146	2 137	2 983
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles					
Sables pétrolifères	4 572	2 777	1 251	3 507	3 165
Exploration et production	2 846	3 325	1 280	367	251
Raffinage et commercialisation	2 574	1 538	921	220	660
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(246)	(984)	(653)	(37)	(39)
	9 746	6 656	2 799	4 057	4 037
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration					
Sables pétrolifères	5 100	3 709	2 831	7 413	4 566
Exploration et production	874	1 274	986	342	537
Raffinage et commercialisation	633	667	380	207	351
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	243	360	70	58	175
	6 850	6 010	4 267	8 020	5 629
Total de l'actif	74 777	68 607	69 746	32 528	24 509
Capital investi à la clôture					
Dette à court terme et à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents	6 976	11 254	13 377	7 226	3 248
Capitaux propres	38 600	35 192	34 111	14 523	11 896
	45 576	46 446	47 488	21 749	15 144
Moins les coûts inscrits à l'actif liés aux projets majeurs en cours	(12 106)	(12 890)	(13 365)	(6 583)	(4 148)
	33 470	33 556	34 123	15 166	10 996
Total des effectifs de Suncor	13 026	12 076	12 978	6 798	6 465

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES ^{A)} (suite)

(non audité)

(en millions de dollars)	2011	2010	2009	2008	2007
Dollars par action ordinaire					
Résultat net	2,74	2,45	0,96	2,29	3,23
Dividendes en trésorerie	0,43	0,40	0,30	0,20	0,19
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	6,20	4,25	2,34	4,36	4,38
Ratios					
Rendement du capital investi (%) ^{C)}	13,8	11,4	2,6	22,5	29,3
Rendement du capital investi (%) ^{D)}	10,1	8,2	1,8	16,3	21,5
Ratio de la dette par rapport à la dette majorée des capitaux propres (%) ^{E)}	22	26	29	35	24
Ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (nbre de fois) ^{F)}	0,7	1,7	4,8	1,8	0,8
Couverture des intérêts – flux de trésorerie (nbre de fois) ^{G)}	16,4	11,7	7,2	13,0	23,4
Couverture des intérêts – résultat net (nbre de fois) ^{H)}	10,7	8,8	3,0	8,9	18,8

A) Les données annuelles de 2009 et des exercices précédents sont présentées conformément au référentiel comptable antérieur.

B) Au deuxième trimestre de 2011, la Société a effectué un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Il a été établi que la nature et l'objet des transactions antérieurement présentées au montant brut dans les produits et les charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie aux états consolidés du résultat global ont évolué de telle sorte qu'il est maintenant plus approprié de les présenter au montant net. Les montants de 2010 ont été reclassés pour les rendre conformes à cette présentation.

C) Résultat net ajusté en fonction de la charge d'intérêts après impôt et de la perte (profit) de change après impôt sur la dette à long terme libellée en dollars américains pour la période de douze mois close, divisé par la moyenne du capital investi. Le capital moyen investi représente la somme des capitaux propres et de la dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, moins les coûts inscrits à l'actif relatifs aux projets majeurs en cours sur une base moyenne pondérée. Un rapprochement annuel de cette mesure figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion 2011 de Suncor.

D) Capital moyen investi, y compris les coûts inscrits à l'actif liés aux projets majeurs en cours.

E) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

F) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice visé.

G) Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, majorés de la charge d'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisés par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts capitalisés.

H) Résultat net, majoré de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisé par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts capitalisés.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS ^{A)}

(non audité)

Sables pétrolifères	2011	2010	2009	2008	2007
Production (kb/j)					
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)	304,7	283,0	290,6	228,0	235,6
Firebag (kb/j de bitume)	59,5	53,6	49,1	37,4	36,9
MacKay River (kb/j de bitume)	30,0	31,5	12,4	—	—
Syncrude	34,6	35,2	16,1	—	—
Ventes (kb/j) (à l'exclusion de Syncrude)					
Brut léger peu sulfureux	85,5	82,3	99,6	77,0	101,7
Diesel	24,3	20,4	29,1	19,8	25,0
Brut léger sulfureux	170,6	145,2	135,7	128,7	102,3
Bitume	24,0	31,4	11,8	1,5	5,7
	304,4	279,3	276,2	227,0	234,7
Prix de vente moyen ¹⁾ (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)					
Brut léger peu sulfureux *	98,50	79,03	67,26	98,66	78,03
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume) *	84,93	68,63	64,18	95,14	70,86
Total *	88,74	71,69	65,29	96,33	74,07
Total	88,74	69,58	61,66	95,96	74,01
Prix de vente moyen – Syncrude ¹⁾ (\$/b)	101,80	80,93	77,36	—	—
Charges opérationnelles (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)					
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	40,20	38,65	33,95	38,50	27,80
Total des charges opérationnelles décaissées ³⁾	41,65	39,35	34,40	38,90	28,75
Total des charges opérationnelles ⁴⁾	52,20	50,50	42,40	45,85	34,15
Charges opérationnelles – Syncrude*** (\$/b)					
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	42,15	37,95	32,50	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées ³⁾	42,15	37,95	32,50	—	—
Total des charges opérationnelles ⁴⁾	57,75	50,95	44,65	—	—
Charges opérationnelles – Production de bitume <i>in situ</i> seulement (\$/b)					
Charges opérationnelles décaissées ⁵⁾	25,70	20,40	20,25	25,30	20,75
Total des charges opérationnelles décaissées ⁶⁾	29,60	22,45	21,60	25,95	20,75
Total des charges opérationnelles ⁷⁾	36,95	27,75	27,95	32,30	26,95

A) Les données annuelles de 2009 et des exercices précédents sont présentées conformément au référentiel comptable antérieur.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Exploration et production	2011	2010	2009	2008	2007
Production totale (kbep/j)	206,7	296,9	149,3	36,7	35,8
Amérique du Nord (activités terrestres)					
Production					
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	357	522	397	202	196
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	5,1	8,8	8,1	3,1	3,1
Production totale (Mpi ³ e/j)	388	575	446	220	215
Prix de vente moyen ¹⁾					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,55	4,04	4,10	8,23	6,32
Gaz naturel (\$/kpi ³) *	3,55	4,04	4,08	8,25	6,27
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	85,30	67,06	56,84	70,89	56,64
Côte Est du Canada					
Production (kb/j)					
Terra Nova	16,2	23,2	8,7	—	—
Hibernia	30,9	30,9	11,4	—	—
White Rose	18,5	14,5	4,2	—	—
	65,6	68,6	24,3	—	—
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	108,42	80,20	76,86	—	—
International					
Production (kbep/j)					
<i>Mer du Nord</i>					
Buzzard	42,9	55,5	20,0	—	—
Autres – Mer du Nord	3,8	23,5	12,0	—	—
<i>Autres – International</i>					
Libye	12,1	35,2	13,7	—	—
Syrie	17,6	11,6	—	—	—
Trinité-et-Tobago	—	6,7	4,9	—	—
	76,4	132,5	50,6	—	—
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/bep)					
Buzzard	105,18	77,91	69,53	—	—
Autres – Mer du Nord	92,49	78,16	73,52	—	—
Autres – International	95,76	70,39	61,25	—	—

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	2011	2010	2009	2008	2007
Est de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)					
Carburants de transport					
Essence	20,9	22,2	14,6	7,9	8,8
Distillats	12,8	12,4	8,8	5,2	5,4
Total des ventes de carburants de transport	33,7	34,6	23,4	13,1	14,2
Produits pétrochimiques	2,1	2,5	0,8	0,8	0,9
Asphalte	2,4	2,7	1,5	0,6	0,3
Autres	5,3	5,5	2,0	1,0	2,2
Total des ventes de produits raffinés	43,5	45,3	27,7	15,5	17,6
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	32,0	30,5	29,6****	11,0	10,9
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	89	87	99	98
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)					
Carburants de transport					
Essence	18,8	18,9	13,0	8,0	8,0
Distillats****	17,6	18,0	9,5	5,6	5,2
Total des ventes de carburants de transport	36,4	36,9	22,5	13,6	13,2
Asphalte	1,2	1,3	1,3	1,2	1,4
Autres	2,0	3,8	3,4	1,2	1,3
Total des ventes de produits raffinés	39,6	42,0	27,2	16,0	15,9
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	32,8	34,6	33,6****	13,7	14,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	91	95	97	96	99
Établissements de vente au détail	1 732	1 723	1 813	427	419

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELLS

(non audité)

Définitions

- 1) Prix de vente moyen – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.
- 2) Charges opérationnelles décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks), de la charge de désactualisation et du coût du diluant et du bitume importé. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production. Se reporter au rapport de gestion pour un rapprochement de cette mesure financière hors PCGR.
- 3) Charges opérationnelles décaissées totales – Comprennent les charges opérationnelles décaissées telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production.
- 4) Charges opérationnelles totales – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production.
- 5) Charges opérationnelles décaissées – production de bitume *in situ* – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks), et de la charge de désactualisation. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production *in situ* seulement.
- 6) Charges opérationnelles décaissées totales – production de bitume *in situ* – Comprennent les charges opérationnelles décaissées – production de bitume *in situ*, telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles décaissées pour le démarrage. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production *in situ* seulement.
- 7) Charges opérationnelles totales – production de bitume *in situ* – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales – production de bitume *in situ*, telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production *in situ* seulement.
- 8) Prix moyen réalisé – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les frais de transport et les redevances, et exclut l'incidence des activités de couverture.

Notes explicatives

- * Compte non tenu de l'incidence des activités de couverture.
- ** Les charges opérationnelles décaissées comprennent les coûts d'achat du diluant nécessaire à la livraison du bitume par pipeline. Dans des conditions opérationnelles normales, la production interne suffit aux besoins en diluant.
- *** Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- **** Les volumes de ventes de distillats présentés antérieurement ont été ajustés afin de retirer certains volumes de ventes provenant du secteur Sables pétrolifères.
- ***** Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2009, le sommaire des résultats opérationnels rend compte du résultat opérationnel depuis la fusion avec Petro-Canada le 1^{er} août 2009.

Abréviations

kb/j	—	milliers de barils par jour
kpi ³	—	milliers de pieds cubes
kpi ³ e	—	milliers de pieds cubes équivalent
Mpi ³ /j	—	millions de pieds cubes par jour
Mpi ³ e/j	—	millions de pieds cubes équivalent par jour
bep	—	barils équivalent pétrole
kbep/j	—	milliers de barils équivalent pétrole par jour
m ³ /j	—	mètres cubes par jour

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils

DONNÉES SUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS

(non audité)

Les actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York sous le symbole SU.

	Trimestres clos les				Trimestres clos les			
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011	31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement ¹⁾ (en milliers)	1 570 283	1 573 537	1 572 970	1 566 154	1 560 744	1 561 650	1 562 538	1 564 170
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	47,27	44,78	40,70	33,75	39,45	35,82	34,94	38,56
Bas	36,31	36,31	25,61	23,97	29,93	29,91	30,72	32,25
Clôture	43,48	37,80	26,76	29,38	33,03	31,33	33,50	38,28
Bourse de New York – \$ US								
Haut	48,53	47,00	41,88	33,40	38,22	35,71	34,17	0,82
Bas	36,54	36,93	24,94	22,55	28,04	27,65	28,56	31,53
Clôture	44,84	39,10	25,44	28,83	32,54	29,44	32,55	38,29
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	314 473	265 385	348 646	333 369	293 414	334 463	237 687	241 413
Bourse de New York	499 443	402 729	500 005	446 312	503 927	582 189	302 054	374 370
Données par action								
ordinaire (en dollars)								
Résultat net de base	0,65	0,36	0,82	0,91	0,46	0,31	0,65	0,87
Dividendes	0,10	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10

1) La Société comptait approximativement 4 415 titulaires d'actions ordinaires inscrits au 31 janvier 2012.

Information destinée aux titulaires d'actions à l'extérieur du Canada

Les dividendes en trésorerie versés aux actionnaires résidant dans des pays avec lesquels le Canada a conclu une convention fiscale sont généralement assujettis à la retenue d'impôt de 15 % des non-résidents du Canada, taux qui baisse à 5 % sur les dividendes versés à une société qui est un résident des États-Unis qui détient au moins 10 % des actions avec droit de vote de la Société.



C.P. 2844, 150 - 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
téléphone : 403 296-8000 télécopieur : 403 296-3030 info@suncor.com www.suncor.com