



PREMIER TRIMESTRE 2012

Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 mars 2012

Résultats du premier trimestre de Suncor Énergie

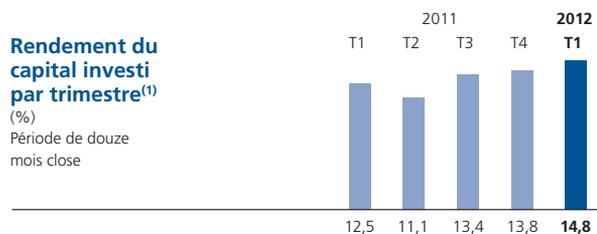
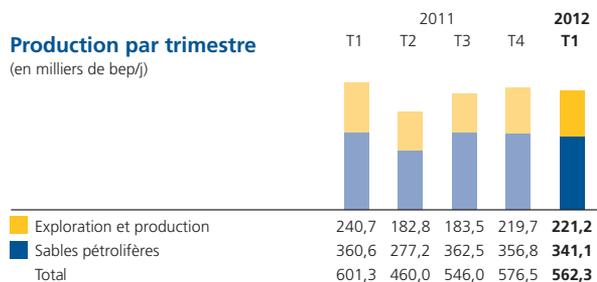
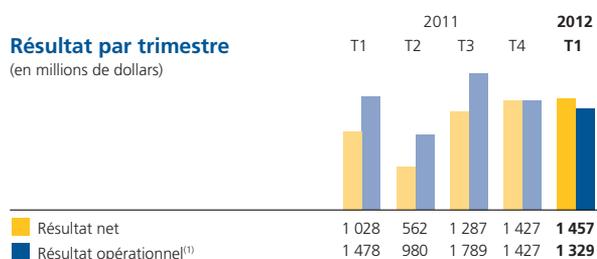
Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document n'ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières non définies par les PCGR, il convient de se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 30 avril 2012. Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat net de 1,457 G\$ (0,93 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 1,028 G\$ (0,65 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2011. Le rendement du capital investi⁽¹⁾ a atteint 14,8 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2012, du jamais vu depuis la fusion avec Petro-Canada, en raison principalement du niveau élevé et de la fiabilité de la production et de la hausse des prix moyens obtenus.

Le résultat opérationnel⁽¹⁾ s'est établi à 1,329 G\$ (0,85 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2012, en comparaison de 1,478 G\$ (0,94 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2011. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution des volumes de production en amont, à la hausse des redevances et à l'augmentation de la dotation aux amortissements dans le secteur Sables pétrolifères, en partie compensées par l'augmentation des prix moyens obtenus en amont.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles⁽¹⁾ se sont établis à 2,426 G\$ (1,55 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2012, contre 2,393 G\$ (1,52 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2011. Cette augmentation tient essentiellement à la hausse des prix obtenus en amont, en partie contrebalancée par la diminution des volumes de production et la hausse des redevances.

La production totale en amont de Suncor s'est chiffrée en moyenne à 562 300 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au premier trimestre de 2012, en comparaison de 601 300 bep/j au premier trimestre de 2011.



(1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas représentatifs du rendement opérationnel. Un rapprochement du résultat net et du résultat opérationnel est présenté plus loin. Le rendement du capital investi ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) se sont chiffrés en moyenne à 305 700 barils par jour (b/j) au premier trimestre de 2012, en comparaison de 322 100 b/j au premier trimestre de 2011. Cette baisse s'explique essentiellement par un arrêt non planifié à l'usine de valorisation 2, en partie compensé par les niveaux de production records enregistrés en janvier et en février et par l'augmentation stable de la production de la troisième phase d'agrandissement de Firebag. Les travaux de maintenance ont été menés à bien à l'usine de valorisation 2, qui a repris ses activités normales à la mi-avril.

« L'arrêt non planifié de l'usine de valorisation 2 de la mi-mars à la mi-avril a été pour nous un dur revers, après l'amélioration soutenue du rendement opérationnel et les taux de production records que nous avons enregistrés pour plusieurs trimestres consécutifs, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Soyez toutefois assurés que nous tirerons de cette expérience des leçons qui nous serviront dans la mise en œuvre de notre processus d'excellence opérationnelle. »

Les charges opérationnelles décaissées⁽¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) se sont établies à 38,10 \$ par baril au premier trimestre de 2012, en comparaison de 35,45 \$ par baril au premier trimestre de 2011. L'augmentation des charges opérationnelles décaissées par baril s'explique principalement par la diminution des volumes de production de bitume tirés des activités d'extraction par suite de l'arrêt de l'usine de valorisation 2.

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude lui a rapporté un volume de production moyen de 35 400 b/j pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 38 500 b/j pour le trimestre correspondant de 2011. La cadence de production de Syncrude a été ralentie pendant le trimestre, en raison des problèmes opérationnels survenus à une unité de cokéfaction, qui a été mise hors service au cours du trimestre avant d'être remise en service en avril.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 221 200 bep/j au premier trimestre de 2012, en comparaison de 240 700 bep/j pour le trimestre correspondant de 2011. Le recul de la production s'explique principalement par les cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2011 et à l'arrêt des activités de la Société en Syrie en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales.

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a affiché des ventes de produits raffinés totalisant en moyenne 80 100 mètres cubes par jour (m³/j) pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 82 000 m³/j pour le premier trimestre de 2011. La baisse des ventes de produits raffinés totales est attribuable à un fléchissement de la demande dans les régions de l'est de l'Amérique du Nord. Au premier trimestre de 2012, les charges d'alimentation des raffineries terrestres de Suncor ont diminué, ce qui s'explique par les escomptes des prix du marché par rapport au West Texas Intermediate (WTI).

« Notre modèle d'affaires intégré nous a permis de tirer parti de tous les aspects de la chaîne de valeur tout en atténuant l'incidence de la volatilité des prix sur le marché, explique M. Williams. L'incidence de la diminution des prix dans le secteur Sables pétrolifères a été en grande partie neutralisée par la diminution des coûts de production dans notre secteur Raffinage et commercialisation. »

Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles

Suncor poursuit sa stratégie de croissance. Les dépenses en immobilisations du premier trimestre de 2012 visaient essentiellement la croissance des activités touchant les sables pétrolifères *in situ* et la mise en œuvre de la nouvelle technologie de remise en état des résidus dans l'ensemble de ses sites d'extraction de sables pétrolifères.

La construction de la troisième phase d'agrandissement de Firebag est pratiquement achevée. L'augmentation graduelle de la production se déroule comme prévu. La production de bitume tirée des activités de la Société à Firebag s'est établie en

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

moyenne à 83 600 b/j et elle atteignait environ 96 000 b/j à la fin du premier trimestre de 2012, en hausse de 20 % par rapport au taux de production enregistré à la fin de 2011. La production de bitume de Firebag a aussi augmenté par suite de l'achèvement de puits intercalaires en 2011 et de l'optimisation de la production de vapeur des installations de la troisième phase dans l'ensemble du complexe intégré de Firebag.

Les travaux de construction de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag se déroulent aussi comme prévu. Au premier trimestre de 2012, la Société a continué de mettre l'accent sur la construction de deux nouvelles plateformes d'exploitation, les installations de traitement centralisé et les unités de cogénération. L'entrée en production est prévue au premier trimestre de 2013.

La Société prévoit que les installations du Millenium Naphta Unit (« MNU ») fonctionneront à plein régime d'ici la fin du semestre. L'unité d'hydrogène du projet MNU a été mise hors service pour des modifications au premier trimestre de 2012. La Société a commencé la mise en service des actifs associés au procédé de gestion des résidus (TRO^{MC}) et prévoit commencer à les utiliser au deuxième trimestre de 2012.

Au premier trimestre de 2012, le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères de la Société a poursuivi la planification des activités de mise en valeur des projets de l'usine de valorisation Voyageur et de la mine Fort Hills et a continué de soutenir Total E&P Canada Ltd. dans le cadre de la planification concernant le projet Joslyn North. Les travaux relatifs à l'usine de valorisation Voyageur ont porté principalement sur la validation de l'étendue du projet, l'élaboration du plan du projet, les travaux d'ingénierie et la préparation du site. Les travaux relatifs à la mine de Fort Hills ont porté sur l'avancement des plans de conception, la préparation du site et l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison. Les travaux relatifs au projet Joslyn North ont visé la poursuite des travaux de conception, les travaux de forage et la préparation du site. En 2013, la Société prévoit présenter les plans de mise en valeur visant les trois projets au conseil d'administration de Suncor pour approbation. La mise en valeur de chacun de ces projets demeure soumise à l'approbation des propriétaires de coentreprises se rapportant aux projets.

Dans le secteur Côte Est du Canada, le programme étendu de maintenance à quai du navire de production, de stockage et de déchargement (« navire PSD ») de Terra Nova, dont la durée est estimée à 21 semaines, devrait commencer en juin 2012. Les travaux planifiés comprennent le remplacement de la tête d'injection d'eau du navire PSD et l'achèvement des travaux de remplacement de l'infrastructure sous-marine entrepris pour régler les problèmes liés à la présence de sulfure d'hydrogène. À White Rose, le programme de maintenance hors station prolongé d'une durée estimative de 18 semaines à l'égard du navire PSD devrait commencer en mai 2012, dans le but principalement de régler les problèmes du système de propulsion du navire.

Du côté des activités extracôtières du secteur International, les dépenses en immobilisations liées au projet Golden Eagle ont été essentiellement affectées aux travaux d'ingénierie et à la construction des installations en surface et la fabrication du treillis destiné à la plateforme gravitaire. En avril, la Société a commencé le forage d'un deuxième puits d'évaluation portant sur le nouveau gisement découvert dans la zone Beta.

En ce qui a trait aux autres activités du secteur International, le partenaire de coentreprise de Suncor, Harouge Oil Operations BV, a redémarré la production à tous les principaux champs en Libye. La production en Libye s'est établie en moyenne à 39 200 b/j au premier trimestre de 2012. Suncor est actuellement en discussion avec National Oil Corporation au sujet de l'incidence de la situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles relatives à ses activités de production et de mise en valeur en Libye. En décembre 2011, la Société a déclaré une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles en Syrie en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales touchant le pays. La Société n'a donc constaté aucune production en Syrie au premier trimestre de 2012.

Alors que Suncor investit dans sa stratégie de croissance, la gestion de sa dette et le maintien d'une saine situation financière demeurent des objectifs prioritaires. Au 31 mars 2012, la dette nette avait été réduite à un peu moins de 6 G\$, alors qu'elle s'élevait à 7 G\$ au 31 décembre 2011.

En février, Suncor a annoncé un programme pour le rachat de 1 G\$ de ses actions ordinaires, poursuivant ainsi le programme qui vise à redistribuer de la valeur aux actionnaires dans le cadre duquel la Société a racheté pour 500 M\$ de ses actions ordinaires en 2011. Au 27 avril 2012, la Société avait racheté 9,8 millions d'actions ordinaires de plus, ayant ainsi redistribué 317 M\$ aux actionnaires en 2012. La Société a aussi annoncé aujourd'hui que son conseil d'administration avait approuvé une hausse de 18 % du dividende trimestriel de Suncor, lequel passera de 0,11 \$ par action à 0,13 \$ par action. Le taux de croissance annuel composé sur cinq ans du dividende de Suncor est de 21 %.

Comme nous l'avons annoncé le 1^{er} décembre 2011, le chef de la direction de Suncor, Rick George, part à la retraite le 1^{er} mai 2012. Steve Williams, président et chef de l'exploitation de Suncor, lui succédera à titre de chef de la direction. La carrière de M. Williams au sein de Suncor a commencé en 2002 lorsqu'il a été nommé vice-président directeur, Expansion commerciale, et chef des finances. Il a également assumé durant quatre ans les fonctions de vice-président directeur, Sables Pétrolifères, période au cours de laquelle il a mené ce secteur vers une importante croissance.

« Même s'il m'est difficile de quitter amis et collègues, je pars avec une grande fierté pour ce que nous avons accompli ensemble au cours des 20 dernières années, et je suis très enthousiaste quant à l'avenir de cette grande société, a déclaré M. George. Steve et son équipe de direction connaissent à fond notre entreprise et notre secteur, et je ne peux imaginer une équipe mieux outillée pour relever les défis et saisir les occasions extraordinaires qui se présenteront. Ils peuvent aussi compter sur le soutien d'un personnel dévoué qui continue de servir au mieux les intérêts de Suncor et de ses actionnaires. »

Prévisions de la Société

Suncor a révisé les prévisions qu'elle avait publiées le 1^{er} février 2012. Les prévisions concernant la production totale demeurent inchangées. Les principaux changements apportés aux prévisions de la Société comprennent ce qui suit :

- Une diminution des prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères attribuable à l'augmentation de l'offre dans l'ouest du Canada et la région de Bakken aux États-Unis. L'intégration de Suncor et des raffineries terrestres du secteur Raffinage et commercialisation devrait pallier cette diminution des prix obtenus en diminuant les charges d'alimentation.
- La composition des ventes a été modifiée, la proportion de brut synthétique peu sulfureux ayant été ramenée de 38 % à 35 % et la proportion de brut synthétique sulfureux étant passée de 52 % à 55 %, ce qui s'explique par l'arrêt non planifié de l'usine de valorisation aux premier et deuxième trimestres de 2012.

- Les hypothèses prévisionnelles relatives au prix du WTI ont été augmentées, passant de 90 \$ US le baril à 95 \$ US le baril, et les hypothèses prévisionnelles relatives au prix au comptant au carrefour AECO ont été diminuées, passant de 4,09 \$ CA le gigajoule à 2,43 \$ CA le gigajoule.

	Prévisions pour l'exercice complet établies au 1 ^{er} février 2012	Prévisions pour l'exercice complet modifiées au 30 avril 2012	Résultats réels pour le trimestre clos le 31 mars 2012
Production totale de Suncor ^(bep/j)	530 000 – 580 000	530 000 – 580 000	562 300
Sables pétrolifères ^{(1) (b/j)}			
Ventes			
Pétrole brut synthétique	299 000 – 327 000	299 000 – 327 000	305 300
Diesel	10 %	10 %	11 %
Peu sulfureux	38 %	35 %	29 %
Sulfureux	52 %	55 %	60 %
Bitume	26 000 – 28 000	26 000 – 28 000	27 500
Prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut	WTI à Cushing moins 4,00 \$ CA à 5,00 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 10,00 \$ CA à 15,00 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 12,12 \$ CA le baril

(1) Compte non tenu de la quote-part de Suncor au titre de la production et des charges opérationnelles de la coentreprise Syncrude.

Pour plus de détails concernant les prévisions de Suncor pour 2012, se reporter au site Web de la Société, à www.suncor.com/guidance-fr.

Rapprochement du résultat opérationnel ⁽¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultat net déjà présenté	1 457	1 028
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(128)	(162)
Perte à la cession d'actifs	—	170
Incidence des ajustements à l'impôt sur le résultat sur l'impôt différé	—	442
Résultat opérationnel	1 329	1 478

(1) 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 rapport de gestion.

Mises en garde, hypothèses et facteurs de risque

Les rubriques « Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles » et « Prévisions de la Société » présentées précédemment 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 « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion pour des informations complémentaires sur les autres risques et hypothèses sous-jacents aux présents énoncés prospectifs.

Les hypothèses sur lesquelles sont fondées les prévisions pour l'exercice 2012 complet sont disponibles sur le site Web de Suncor. 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. En outre, l'approvisionnement en bitume pourrait varier selon 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. Les taux de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères pourraient être tributaires de la réussite de la mise en service des installations MNU.
- 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 secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production relativement à la maintenance prolongée hors plateforme à Terra Nova et à 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.

RAPPORT DE GESTION

Le 30 avril 2012

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ainsi qu'à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et à son rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (le « rapport de gestion annuel 2011 »).

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 de Suncor 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 et à ses participations dans des entreprises associées et des entités contrôlées conjointement, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

Table des matières

1. Mises en garde	7
2. Faits saillants du premier trimestre	9
3. Aperçu de Suncor	10
4. Information financière consolidée	13
5. Résultats sectoriels et analyse	18
6. Mise à jour des dépenses en immobilisations	34
7. Situation financière et situation de trésorerie	36
8. Données financières trimestrielles	40
9. Autres éléments	42
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	43
11. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	46

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, et plus précisément à la Norme comptable internationale 34, « Information financière intermédiaire » (« IAS 34 »), telle qu'elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board, laquelle est incluse dans la Partie 1 du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, sauf indication contraire. Certains montants des exercices antérieurs présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice en cours.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie provenant des 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 et des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec les mesures hors PCGR sont présentés à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et le RCI sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures hors PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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 :

<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
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	£	Livres sterling
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	€	Euros
kp ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Secteurs financier et des affaires</u>	
kp ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	T1	Trimestre clos le 31 mars
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	WCS	Western Canada Select
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	PBS	Pétrole brut synthétique
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour	NYMEX	New York Mercantile Exchange
m ³	mètres cubes		
m ³ /j	mètres cubes par jour		
MW	mégawatts		

Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et opérationnels de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, mais sans s'y limiter, la volatilité des prix des marchandises et les fluctuations des taux de change; la réglementation gouvernementale, notamment les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt sur le résultat; la réglementation environnementale, y compris les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites;

les risques liés aux activités dans des pays étrangers, notamment les risques géopolitiques et autres risques politiques; les dangers d'ordre opérationnel et autres incertitudes, y compris les conditions météorologiques exceptionnelles, les incendies, les explosions et les déversements de pétrole; les risques liés à la réalisation de projets d'envergure; le risque d'atteinte à la réputation; et le risque lié à l'obtention de permis, à la main-d'œuvre et l'équipement et à d'autres questions précisées à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Une analyse détaillée des facteurs de risque pour la Société est présentée à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2011 de Suncor, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes.

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, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor. 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.

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en Kpi³e ou en Mpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ 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 Kpi³e, Mpi³e, 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 kpi³ 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, un ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

2. FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

• Résultats financiers du premier trimestre

- Le résultat net consolidé s'est établi à 1,457 G\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 1,028 G\$ pour le premier trimestre de 2011.
- Le résultat opérationnel⁽¹⁾ s'est établi à 1,329 G\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 1,478 G\$ pour le premier trimestre de 2011. Ce recul du résultat opérationnel est principalement attribuable à la baisse des volumes de production en amont, à la hausse des redevances et à l'augmentation de la dotation aux amortissements liée au secteur Sables pétrolifères, partiellement compensées par l'augmentation des prix obtenus en amont.
- Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles⁽¹⁾ se sont chiffrés à 2,426 G\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 2,393 G\$ pour le premier trimestre de 2011.
- Le RCI⁽¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est élevé à 14,8 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2012, en hausse comparativement à celui de 12,5 % dégagé pour la période de 12 mois close le 31 mars 2011.
- La dette nette s'établissait à 5,966 G\$ au 31 mars 2012, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011.

(1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et le RCI 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.

- **Nomination de Steve Williams au poste de chef de la direction.** Tel qu'il a été annoncé le 1^{er} décembre 2011, l'actuel chef de la direction de la Société, Rick George, part à la retraite le 1^{er} mai 2012. C'est le président et chef de l'exploitation de Suncor, Steve Williams, qui lui succédera. M. Williams s'est joint à Suncor en 2002 à titre de vice-président directeur, Expansion commerciale, et chef des finances. Il a occupé le poste de vice-président directeur du secteur Sables pétrolifères durant quatre années, au cours desquelles, grâce à son apport, les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor ont connu une forte croissance.
- **Accroissement de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag à la hauteur des attentes.** La production de bitume provenant du projet Firebag de la Société s'est établie en moyenne à 83 600 b/j pour le premier trimestre de 2012. À la clôture du trimestre, elle était d'environ 96 000 b/j, en hausse de 20 % par rapport à celle enregistrée à la clôture du quatrième trimestre de 2011. La production de bitume provenant du projet Firebag s'est également accrue, grâce au volume de production supplémentaire provenant des puits intercalaires complétés en 2011 et à l'optimisation de la production de vapeur des installations de la troisième phase dans l'ensemble du complexe intégré de Firebag.
- **Production du secteur Sables pétrolifères à la hausse avant l'interruption de l'usine de valorisation 2.** Le secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) a enregistré une production mensuelle record pour les mois de janvier et de février, avant qu'un problème opérationnel ne survienne en mars à la tour de fractionnement de l'usine de valorisation 2 et que celle-ci ne soit mise hors service durant environ cinq semaines aux fins de l'exécution de travaux de maintenance. La production à l'usine a repris au mois d'avril.
- **Efficacité du modèle d'affaires intégré de Suncor.** La production de pétrole brut canadienne, y compris la production de brut synthétique sulfureux et peu sulfureux de Suncor, s'est vendue à fort escompte par rapport au prix du WTI au cours du premier trimestre de 2012. Grâce à l'intégration des raffineries terrestres de son secteur Raffinage et commercialisation, Suncor a pu neutraliser en grande partie l'incidence de la baisse du prix obtenu pour son pétrole brut par ses coûts de charges d'alimentation moins élevés. De plus, la diminution des prix du gaz naturel en Amérique du Nord s'est traduite par une baisse des flux de trésorerie liés aux actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), laquelle a toutefois été neutralisée par la diminution des charges opérationnelles liées à la production de vapeur et d'électricité aux installations de sables pétrolifères et de raffinage de Suncor.
- **Renouvellement du programme de rachat d'actions.** En février, Suncor a annoncé son intention de racheter une tranche de ses actions ordinaires totalisant au plus 1 G\$ au moyen du renouvellement du programme de remise aux actionnaires qui lui avait permis de racheter, en 2011, une tranche de ses actions ordinaires d'un montant de 500 M\$. Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a racheté environ 5,5 millions d'actions ordinaires et a remis 183 M\$ à ses actionnaires. Au 27 avril 2012, la Société avait racheté une tranche supplémentaire d'environ 4,3 millions d'actions ordinaires et avait remis un montant additionnel de 134 M\$ aux actionnaires.
- **Approbaton de la hausse du dividende.** Le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de 18 % du dividende trimestriel de la Société, qui le porte de 0,11 \$ par action ordinaire à 0,13 \$ par action ordinaire. Cette hausse entre en vigueur au deuxième trimestre de 2012. Le taux de croissance annuel composé sur cinq ans du dividende de Suncor est de 21 %.

3. APERÇU DE SUNCOR

Suncor Énergie Inc. est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. La Société 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 à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs – notamment les installations liées aux services publics, à l'énergie et à la remise en état, y compris les actifs liés à la technique de gestion des résidus IJTRO^{MC}.
 - 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.
- Les actifs du secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprennent 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 minière Fort Hills (40,8 %) et le projet de l'usine de valorisation Voyageur (51 %), et un projet pour lequel Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») agit à titre d'exploitant, à savoir le projet d'exploitation minière Joslyn North (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

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

- Au **large de la côte Est du Canada**, les activités comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova, à titre d'exploitant. Suncor détient également une participation de 20 % dans le projet de base Hibernia, une participation de 19,5 % dans l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia (« Hibernia sud »), une participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose, une participation de 26,125 % dans les projets d'extension à White Rose et une participation de 22,729 % dans Hebron, projets qui sont tous exploités par d'autres sociétés.
- À l'**international**, les activités comprennent la participation directe de 29,89 % de Suncor dans Buzzard et une participation de 26,69 % dans la mise en valeur de la zone Golden Eagle (« Golden Eagle ») dans la portion britannique de la mer du Nord, projets qui sont tous deux exploités par une autre société. 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 »), une participation directe dans la prospection et la mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte.

Suncor est actuellement en discussion avec National Oil Corporation au sujet de l'incidence de la période de validité du cas de force majeure aux termes des obligations contractuelles de la Société en ce qui concerne ses activités de production et de mise en valeur en Libye. Le cas de force majeure visant l'ensemble des activités de prospection de Suncor est toujours en vigueur.

En raison de l'agitation politique et des sanctions que connaît la Syrie, la Société a dû déclarer un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles dans ce pays et a interrompu indéfiniment les activités qu'elle y menait.

- 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 liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement comprennent des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.
- En aval, les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés et de lubrifiants à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société au Canada et au Colorado, exploitées sous sa marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac.

SIÈGE SOCIAL, COMMERCE DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Le secteur **Siège social, commerce 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 secteur **Commerce de l'énergie** consiste principalement en des activités de commercialisation, d'approvisionnement 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 secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, ainsi que les activités de la société d'assurance captive chargée de l'auto-assurance d'une partie des actifs de Suncor.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de 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 financiers

(en millions de dollars)	2012	Trimestres clos les 31 mars 2011
Résultat net		
Sables pétrolifères	607	605
Exploration et production	332	(186)
Raffinage et commercialisation	474	627
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	44	(18)
Total	1 457	1 028
Résultat opérationnel ⁽¹⁾		
Sables pétrolifères	607	694
Exploration et production	332	337
Raffinage et commercialisation	474	627
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	(84)	(180)
Total	1 329	1 478
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾		
Sables pétrolifères	1 118	1 137
Exploration et production	677	583
Raffinage et commercialisation	741	929
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	(110)	(256)
Total	2 426	2 393

Faits saillants opérationnels

	2012	Trimestres clos les 31 mars 2011
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	341,1	360,6
Exploration et production (kbep/j)	221,2	240,7
Total	562,3	601,3
Composition de la production		
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	90/10	87/13
Prix moyens obtenus par secteur		
Sables pétrolifères (\$/b)	91,71	83,72
Exploration et production (\$/kbep)	90,48	77,13

(1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-après. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Résultat net

Le résultat net de Suncor pour le premier trimestre de 2012 s'est établi à 1,457 G\$, contre 1,028 G\$ pour le premier trimestre de 2011. 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. D'autres facteurs ont contribué à la variation du résultat net entre le premier trimestre de 2011 et le premier trimestre de 2012, notamment ceux décrits ci-après.

- Pour le premier trimestre de 2012, la Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US de 128 M\$, en comparaison de 162 M\$ pour le premier trimestre de 2011.
- Au cours du premier trimestre de 2011, la Société avait conclu des cessions d'actifs qui avaient entraîné une perte après impôt de 170 M\$. De ce montant, une tranche de 89 M\$ se rapportait à la cession d'une partie de la participation de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet d'exploitation minière Fort Hills et une tranche de 81 M\$ se rapportait à la vente d'actifs non essentiels du secteur Exploration et production.
- 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'imposition 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\$.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 1,329 G\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 1,478 G\$ pour le premier trimestre de 2011.

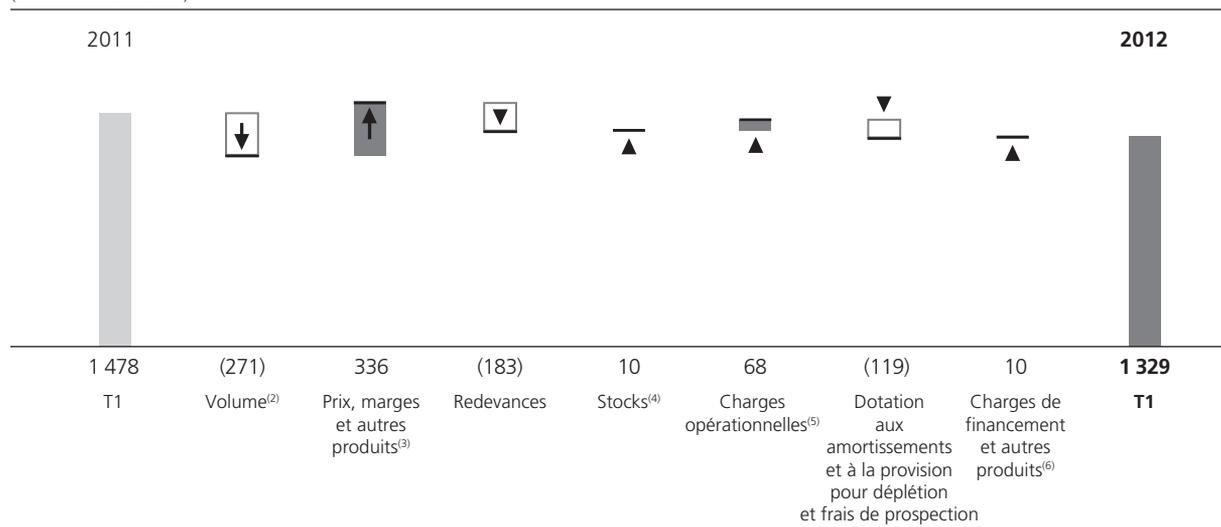
Rapprochement du résultat opérationnel consolidé⁽¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Résultat net présenté	1 457	1 028
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(128)	(162)
Perte sur cessions importantes	—	170
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	442
Résultat opérationnel	1 329	1 478

(1) 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.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé⁽¹⁾

(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) Calculé en fonction des volumes de production des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production et en fonction du volume des ventes du secteur Raffinage et commercialisation.
- (3) Comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits opérationnels et 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) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de démarrage liés aux 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.

Les facteurs positifs qui ont influé sur le résultat opérationnel du premier trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011 comprennent les suivants :

- Le prix moyen obtenu pour la production de pétrole brut a été plus élevé au premier trimestre de 2012, en raison surtout de la hausse des prix de référence du brut WTI et Brent, laquelle a été en partie contrebalancée du fait que la production de pétrole brut canadienne s'est vendue à escompte par rapport aux prix de référence. Le prix moyen obtenu pour les ventes du secteur Sables pétrolifères et pour celles du secteur Exploration et production a augmenté respectivement de 10 % et de 17 %.
- Les charges opérationnelles ont été moins élevées, en raison principalement de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, laquelle s'explique par la hausse plus modeste du cours de l'action ordinaire de la Société au premier trimestre de 2012 comparativement au premier trimestre de 2011. L'incidence sur les différents secteurs de la Société de la charge de rémunération fondée sur des actions après impôt de 124 M\$ comptabilisée au premier trimestre de 2012 s'est répartie comme suit : 64 M\$ pour le secteur Siège social, commerce de l'énergie et éliminations; 36 M\$ pour le secteur Sables pétrolifères; 18 M\$ pour le secteur Raffinage et commercialisation; et 6 M\$ pour le secteur Exploration et production. Les charges opérationnelles du premier trimestre de 2011 comprenaient une charge après impôt de 212 M\$ liée à la rémunération fondée sur des actions.

- Les charges de financement ont été moins élevées au premier trimestre de 2012, du fait que la Société a capitalisé une plus grande proportion de ses coûts d'emprunt dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, ce qui a entraîné une baisse de la charge d'intérêts.

Ces facteurs positifs ont été neutralisés par les facteurs suivants :

- Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour passer de 360 600 b/j à 341 100 b/j, en raison principalement d'une interruption non planifiée de la production à l'usine de valorisation 2 de la Société.
- Le volume de production du secteur Exploration et production a diminué pour passer de 240 700 bep/j à 221 200 bep/j. Cette diminution résulte essentiellement des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2011, de même que du cas de force majeure déclaré par la Société aux termes de ses obligations contractuelles en Syrie et de l'interruption de ses activités dans ce pays en décembre 2011.
- Pour le premier trimestre de 2011, la hausse du résultat opérationnel attribuable à l'incidence favorable de l'augmentation du prix du pétrole brut sur les marges de raffinage a été beaucoup plus importante que la hausse enregistrée au premier trimestre de 2012. Lorsque le prix du brut est à la hausse, les stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé sont vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement plus élevé.
- Les redevances ont été plus élevées au premier trimestre de 2012, en raison surtout de la hausse des prix de référence et du fait que, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la Société avait inscrit un montant plus élevé de coûts admissibles au titre des projets d'investissement du secteur Sables pétrolifères – Activités de base.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été plus élevée au premier trimestre de 2012, en raison principalement de la récente mise en service de nouveaux actifs du secteur Sables pétrolifères, notamment dans le cadre de la troisième phase d'agrandissement de Firebag, et des charges liées aux modifications apportées à l'usine d'hydrogène du projet Millenium Naphtha Unit (« MNU ») durant la période de mise en service.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,426 G\$ pour le premier trimestre de 2012, comparativement à 2,393 G\$ pour le premier trimestre de 2011. Cette augmentation tient essentiellement à la hausse des prix obtenus en amont, partiellement neutralisée par le fléchissement des volumes de production en amont et l'augmentation des redevances.

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 trimestres clos les 31 mars	
		2012	2011
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	102,95	94,10
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	118,35	104,95
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	9,45	15,65
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	92,80	88,40
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/baril	21,45	22,85
Condensat à Edmonton	\$ US/baril	110,00	98,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,50	3,80
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	25,80	19,40
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	18,80	16,45
Portland, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	27,70	21,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	25,45	18,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	1,00	1,01
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	1,00	1,03

(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 obtenu 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 au premier trimestre de 2012 pour atteindre 102,95 \$ US le baril, comparativement à 94,10 \$ US le baril au premier trimestre de 2011. 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.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu 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. Le cours du brut canadien au pair à Edmonton a aussi augmenté au premier trimestre de 2012, s'établissant en moyenne à 92,80 \$ le baril, en comparaison de 88,40 \$ le baril au premier trimestre de 2011.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant afin de faciliter la livraison aux clients par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et par 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 les prix obtenus pour le bitume. Au premier trimestre de 2012, les prix moyens obtenus pour le bitume par rapport au WTI ont été essentiellement les mêmes qu'au premier trimestre de 2011, la hausse du prix du WTI ayant été largement contrebalancée par la hausse du prix du diluant.

Les demandes de nos clients des raffineries et les contraintes de distribution liées aux systèmes de pipelines influent aussi sur l'écart entre les prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut de Suncor et les prix de références courants du pétrole brut. Si le prix du WTI a augmenté entre le quatrième trimestre de 2011 et le premier trimestre de 2012, les prix du brut canadien au pair à Edmonton ont diminué, le pétrole brut synthétique peu sulfureux s'est vendu à escompte par rapport au WTI et l'écart de prix léger/lourd pour le brut canadien a doublé. En conséquence, le prix moyen obtenu pour l'ensemble de la production du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de Syncrude) a été inférieur de 12,12 \$ CA le baril au prix du WTI, tandis qu'il avait été supérieur de 1,10 \$ CA le baril au prix du WTI au quatrième trimestre de 2011. Grâce à l'intégration des raffineries terrestres de son secteur Raffinage et commercialisation, Suncor parvient à neutraliser une grande partie de l'incidence de la baisse du prix obtenu pour son pétrole brut par ses coûts de charges d'alimentation moins élevés.

Le prix obtenu 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. Le prix moyen du brut Brent a augmenté au premier trimestre de 2012 pour atteindre 118,35 \$ US le baril, en comparaison de 104,95 \$ US le baril au premier trimestre de 2011. La prime moyenne sur le brut Brent comparativement au WTI a augmenté pour passer de 10,85 \$ US le baril à 15,40 \$ US le baril.

Les prix obtenus par Suncor pour la production de gaz naturel provenant de la côte de l'Amérique du Nord sont établis essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le prix de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,50 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2012, en baisse par rapport au prix de référence AECO moyen de 3,80 \$ le kpi³ enregistré au premier trimestre de 2011.

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. 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. Au premier trimestre de 2012, les marques de craquage ont été plus élevées qu'au premier trimestre de 2011 dans les principaux marchés où Suncor vend des produits finis. Les prix des produits raffinés 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 continué d'avoir une incidence positive sur les raffineries terrestres de Suncor, c'est-à-dire les raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City.

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 en dollars américains.

5. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Produits bruts	3 217	2 891
Moins les redevances	(280)	(123)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	2 937	2 768
Résultat net	607	605
Résultat opérationnel ⁽¹⁾		
Sables pétrolifères	538	622
Coentreprises des Sables pétrolifères	69	72
	607	694
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾	1 118	1 137

(1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net et le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 607 M\$ pour le premier trimestre de 2012, tandis que le résultat net s'était établi à 605 M\$ et le résultat opérationnel, à 694 M\$ pour le premier trimestre de 2011. Pour le premier trimestre de 2011, la Société avait comptabilisé une perte après impôt de 89 M\$ découlant de la vente d'une partie de sa participation dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur et le projet d'exploitation minière Fort Hills.

Le secteur Sables pétrolifères a contribué à hauteur de 538 M\$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a contribué à hauteur de 69 M\$. Le recul du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères comparativement au premier trimestre de 2011 est principalement attribuable à la hausse des redevances, à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion de même qu'au fléchissement de la

production qui a résulté de l'arrêt non planifié de l'usine de valorisation 2. L'incidence de ces facteurs a toutefois été atténuée par la hausse des prix moyens obtenus.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles liées au secteur Sables pétrolifères se sont établis à 1,118 G\$ au premier trimestre de 2012, en comparaison de 1,137 G\$ au premier trimestre de 2011. Cette baisse tient principalement à l'augmentation des redevances et au fléchissement des volumes de production, qui ont été partiellement compensés par la hausse des prix obtenus.

Résultat opérationnel

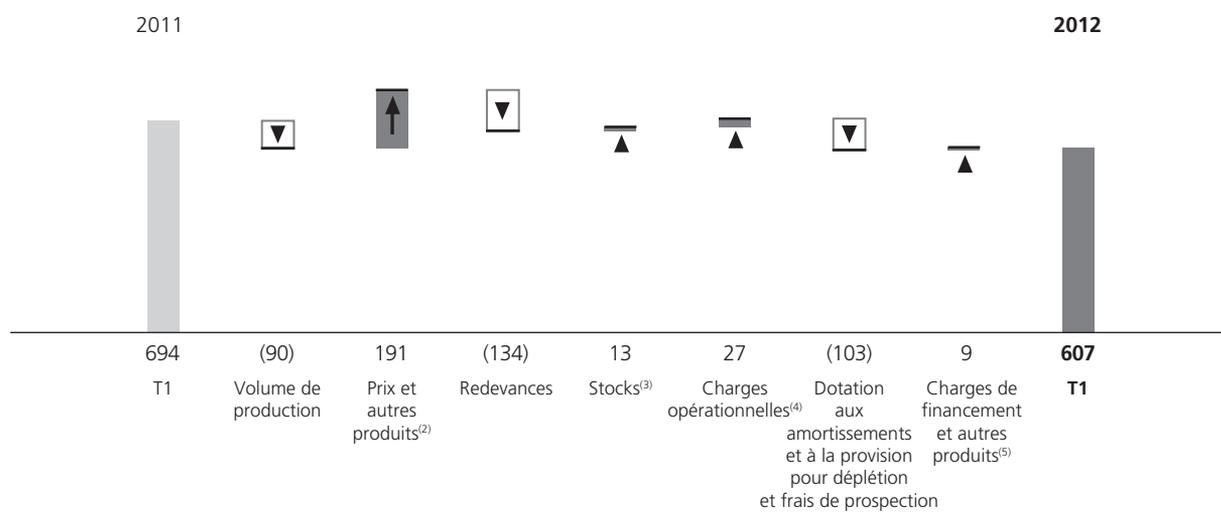
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Résultat net présenté	607	605
Perte sur cessions importantes	—	89
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	607	694

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

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel⁽¹⁾

(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 les redevances, les autres produits opérationnels et 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 de production des actifs en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

(4) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de démarrage liés aux 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⁽¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux/sulfureux et diesel)	273,1	297,0
Bitume non valorisé	32,6	25,1
Sables pétrolifères	305,7	322,1
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	35,4	38,5
Total	341,1	360,6

- (1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée soit vendue directement aux clients. Le pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. Se reporter aussi au tableau intitulé « Production de bitume » figurant ci-après.

Le volume de production du secteur Sables pétrolifères s'est élevé en moyenne à 305 700 b/j, en comparaison de 322 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Suncor a enregistré une production record pour les mois de janvier et de février, à savoir respectivement 355 000 b/j et 361 000 b/j en moyenne, ce qui témoigne de la grande fiabilité des processus d'exploitation et d'extraction et rend compte de l'accroissement de la production tirée de la troisième phase d'agrandissement de Firebag. Au début de mars, en raison d'un problème opérationnel survenu à une tour de fractionnement, la Société a interrompu la production à son usine de valorisation 2 afin de procéder à des travaux de maintenance non planifiés. L'usine de valorisation a redémarré en avril. La production de produits valorisés a diminué comparativement à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que la production de bitume non valorisé a augmenté, principalement en raison de cet arrêt de production à l'usine de valorisation 2.

La quote-part de Suncor de la production et des ventes de Syncrude a diminué pour s'établir à 35 400 b/j, en comparaison de 38 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la production est principalement attribuable aux problèmes d'ordre opérationnel survenus à l'une des unités de cokéfaction, qui a fonctionné à cadence réduite au début du trimestre et a été mise hors service au début du mois de mars. L'unité de cokéfaction a redémarré en avril.

Production de bitume

	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	262,5	318,0
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	412,3	476,2
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,64	0,67
In situ		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	83,6	55,2
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	31,0	32,1
Total de la production de bitume in situ	114,6	87,3
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	3,7	3,1
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,3	2,2

La production de bitume issue des activités d'exploitation et d'extraction menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base dans les zones Steepbank (y compris le prolongement nord de Steepbank) et Millenium s'est établie en moyenne à 262 500 b/j. La production provenant des activités d'extraction s'est trouvée réduite durant l'arrêt de l'usine de valorisation 2. La Société poursuit ses activités d'extraction dans une zone située au front de taille de la mine Millenium qui renferme du minerai de bitume de qualité inférieure. Elle s'attend à y rencontrer du minerai de qualité inférieure jusqu'au début du quatrième trimestre de 2012.

Les volumes moyens de production de bitume *in situ* ont été de 114 600 b/j, en hausse par rapport aux 87 300 b/j enregistrés pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production moyenne de Firebag s'est accrue pour atteindre 83 600 b/j, contre 55 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'accroissement de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag est conforme aux attentes. La production de bitume provenant de Firebag s'est également accrue grâce à l'entrée en service de nouveaux puits intercalaires complétés en 2011 et à l'optimisation de la production de vapeur provenant des installations de la troisième phase d'agrandissement dans l'ensemble du complexe intégré de Firebag. La hausse du ratio vapeur-pétrole enregistrée pour Firebag rend compte des nouveaux puits qui sont entrés en service et est aussi conforme aux attentes. La Société prévoit que le ratio vapeur-pétrole diminuera à Firebag au cours de périodes à venir, à mesure que l'accroissement de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement de Firebag se poursuivra. La production moyenne de MacKay River a fléchi légèrement pour s'établir à 31 000 b/j, en comparaison de 32 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volume des ventes et composition des ventes

	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)		
Peu sulfureux – pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel (kb/j)	122,3	119,5
Sulfureux – pétrole brut synthétique sulfureux et bitume (kb/j)	210,5	206,7
	332,8	326,2
Composition des ventes de pétrole peu sulfureux/sulfureux du secteur Sables pétrolifères (%)	37/63	37/63

À 332 800 b/j en moyenne, le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères pour le premier trimestre de 2012 avoisine les niveaux de production de la fin de 2011 et du début de 2012, les répercussions de l'arrêt de l'usine de valorisation 2 sur le volume des ventes devant surtout se faire sentir au deuxième trimestre de 2012.

Les ventes de pétrole peu sulfureux/sulfureux réalisées par le secteur Sables pétrolifères se sont composées à 37 % de pétrole peu sulfureux, autant au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011. L'incidence de la hausse des ventes de bitume qui a résulté de l'arrêt de production à l'usine de valorisation 2 a été largement contrebalancée par la progression des ventes de produits peu sulfureux attribuable au rehaussement de la fiabilité des unités de valorisation secondaire.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Sables pétrolifères		
Peu sulfureux (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	105,74	93,90
Sulfureux (pétrole brut synthétique sulfureux et bitume)	82,35	76,10
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	90,95	82,59
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(12,12)	(10,19)
Coentreprises des Sables pétrolifères		
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	98,82	93,33
Syncrude, par rapport au WTI	(4,25)	0,55

Pour le premier trimestre de 2012, le prix moyen obtenu par Suncor pour les ventes du secteur Sables pétrolifères s'est élevé à 90,95 \$ le baril (WTI moins 12,12 \$ le baril), en hausse comparativement au prix moyen de 82,59 \$ le baril (WTI moins 10,19 \$ le baril) obtenu pour le premier trimestre de 2011. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'augmentation du prix de référence du pétrole brut. Le prix moyen obtenu par Suncor pour les ventes de pétrole peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères a bénéficié de la hausse du prix du diesel et de l'accroissement du volume de production de ce produit. Toutefois, le prix du pétrole brut synthétique peu sulfureux a nettement diminué relativement au WTI, de sorte que le pétrole brut synthétique peu sulfureux s'est vendu à fort escompte par rapport au WTI au premier trimestre de 2012, tandis qu'il s'était vendu à forte prime par rapport au WTI durant la majeure partie de 2011.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été plus élevées au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011. Cette augmentation découle principalement du fait qu'au premier trimestre de 2011, la Société avait inscrit un montant plus élevé de coûts admissibles à l'égard de projets d'investissement, surtout à l'égard du projet d'infrastructure TROMC. La hausse des redevances s'explique également par l'augmentation du prix du WTI, qui influe sur la méthode d'évaluation du bitume réglementaire de la Société, et par l'accroissement de la production de bitume *in situ*. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la baisse de la production de bitume provenant du secteur Sables pétrolifères – Activités de base et de Syncrude.

Stocks

En raison de l'interruption de la production à l'usine de valorisation 2 vers la fin du premier trimestre de 2012, le niveau des stocks a diminué d'environ 20 %. La Société prévoit regarnir ses stocks au cours du deuxième trimestre de 2012. L'incidence de ce prélèvement sur les stocks produits au cours de périodes précédentes a été en grande partie

contrebalancée par la diminution du coût des stocks par unité de production, les stocks produits au cours de périodes précédentes à un coût unitaire relativement plus élevé ayant été vendus et remplacés par des stocks produits au cours du trimestre écoulé à un coût unitaire relativement plus bas.

Rapprochement des charges opérationnelles⁽¹⁾⁽²⁾

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont accrues au premier trimestre de 2012, s'établissant en moyenne à 38,10 \$, contre 35,45 \$ au premier trimestre de 2011. Cette hausse s'explique par la diminution de la production (+1,60 \$/b) et par la hausse du total des charges opérationnelles décaissées (+1,05 \$/b).

Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, s'établissant à 1,056 G\$ au premier trimestre de 2012, contre 1,028 G\$ au premier trimestre de 2011. Le total des charges opérationnelles décaissées *in situ* a augmenté, en raison surtout de l'intensification des activités liées à la troisième phase d'agrandissement de Firebag et des reconditionnements de puits exécutés à MacKay River. Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères – Activités de base sont demeurées essentiellement les mêmes qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les coûts liés à l'accroissement des travaux d'enlèvement des morts-terrains ayant été contrebalancés par la diminution des coûts énergétiques, laquelle découle principalement de la baisse du prix du gaz naturel, et par un recul des coûts de valorisation, qui avaient été plus élevés au premier trimestre de 2011 en raison des coûts plus élevés se rapportant aux travaux de maintenance menés aux unités de valorisation secondaire.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 517	1 320
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(111)	(133)
Coûts non liés à la production ⁽³⁾	(123)	(124)
Autres ⁽⁴⁾	(227)	(35)
Charges opérationnelles décaissées	1 056	1 028
Charges opérationnelles décaissées (\$/b)	38,10	35,45

- (1) Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril 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.
- (2) Au premier trimestre de 2012, le calcul des charges opérationnelles décaissées a été révisé afin de mieux rendre compte des coûts de production décaissés. Les résultats des périodes précédentes ont été retraités en conséquence. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- (3) 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 au redémarrage ou au report de projets de croissance, les frais de recherche, les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et les coûts des charges d'alimentation liés au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.
- (4) Le poste Autres rend compte de l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks et de la baisse des produits opérationnels liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles de Syncrude ont été moins élevées au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération et de la baisse du prix du gaz naturel.

Les autres charges opérationnelles du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, en raison surtout de la diminution des coûts liés au démarrage de projets et de la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions. Les autres charges du premier trimestre de 2011 comprenaient des frais de démarrage liés au projet de la troisième phase d'agrandissement de Firebag qui, au premier trimestre de 2012, avait été achevé en presque totalité. Les activités liées au démarrage de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag devraient s'intensifier au cours du deuxième semestre de 2012. La diminution des autres charges opérationnelles du secteur Sables

pétrolifères a été partiellement contrebalancée par la hausse des coûts liés au report et au redémarrage subséquent de certains projets de croissance au terme de la période de ralentissement économique de la fin de 2008 et du début de 2009 (les coûts de « mise en veilleuse » de projets). Les coûts avant impôt liés à la mise en veilleuse se sont élevés à 45 M\$ au premier trimestre de 2012, comparativement à 15 M\$ au premier trimestre de 2011, et ont augmenté en raison des activités liées au projet de l'usine de valorisation Voyageur. Pour 2012, la Société s'attend à ce que les coûts de mise en veilleuse comprennent essentiellement les coûts liés à l'évaluation de l'état des actifs qui sont remis en service après avoir été mis en veilleuse, 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 au premier trimestre de 2012 par rapport au premier trimestre de 2011, par suite essentiellement de l'accroissement de la valeur des actifs qui a découlé de l'entrée en service récente d'actifs liés à la troisième phase d'agrandissement de Firebag et des coûts capitalisés dans le cadre d'importants travaux de maintenance planifiés exécutés au deuxième trimestre de 2011. La hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion est également attribuable aux charges liées aux modifications apportées à l'unité d'hydrogène du projet MNU durant la période de mise en service.

Le facteur présenté dans l'analyse de rapprochement du résultat opérationnel au titre des charges de financement et autres produits est positif, en raison de l'incidence d'un profit découlant de la vente d'un bien non productif *in situ* au cours du premier trimestre de 2012, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la charge de désactualisation liée aux provisions relatives aux obligations de démantèlement et de remise en état.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit fermer une unité de cokéfaction à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2012 en vue d'effectuer des travaux de maintenance périodiques, ce qui ne devrait avoir aucune incidence significative sur la production. Elle compte par la suite procéder, au troisième trimestre, à des travaux de maintenance périodiques portant sur la tour de fractionnement sous vide et les unités de valorisation secondaire, ainsi qu'à la fermeture d'une unité de cokéfaction à l'usine de valorisation 2. L'incidence des travaux de maintenance planifiés de la tour de fractionnement sous vide sur la production globale a été prise en compte dans les prévisions de Suncor concernant la production. Les travaux de maintenance portant sur les unités de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 1 sont maintenant prévus pour 2013.

Dans le cadre de son programme de maintenance annuel régulier, Syncrude a prévu un arrêt de deux mois de l'une de ses autres unités de cokéfaction au deuxième trimestre de 2012.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	2012	Trimestres clos les 31 mars 2011
Produits bruts	1 962	1 815
Moins les redevances	(478)	(432)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	1 484	1 383
Résultat net	332	(186)
Résultat opérationnel ⁽¹⁾		
Côte Est du Canada	164	136
International	195	216
Amérique du Nord (activités terrestres)	(27)	(15)
	332	337
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾	677	583

(1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. 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 332 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 186 M\$ pour le premier trimestre de 2011. Le résultat net correspondant à une perte enregistré pour le premier trimestre de 2011 tenait compte d'un ajustement de 442 M\$ de la charge d'impôt différé apporté par suite d'une augmentation du taux d'imposition réglementaire du Royaume-Uni, ainsi que d'une perte après impôt de 81 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est établi à 332 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 337 M\$ pour le premier trimestre de 2011. Le résultat opérationnel du secteur Côte Est du Canada s'est établi à 164 M\$, en hausse en raison surtout de l'augmentation des prix moyens obtenus. À 195 M\$, le résultat opérationnel du secteur International affiche une diminution, ce qui s'explique par la baisse des volumes de production, partiellement compensée par la hausse des prix moyens obtenus. La perte opérationnelle de 27 M\$ inscrite par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) est supérieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse du prix moyen obtenu pour les ventes de gaz naturel, du fléchissement des volumes de production et des coûts liés à l'incendie survenu à un site de forage en Colombie-Britannique.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 677 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 583 M\$ pour le premier trimestre de 2011. Cette hausse s'explique essentiellement par l'augmentation des prix moyens obtenus, de même que par l'incidence de l'impôt sur le résultat exigible sur le produit tiré de cessions d'actifs non essentiels qui avait été comptabilisé au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Résultat opérationnel

Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Résultat net présenté	332	(186)
Perte sur cessions importantes	—	81
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	442
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	332	337

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

présence de sulfure d'hydrogène (H₂S) ont été remis en service après l'installation d'une nouvelle conduite d'écoulement sous-marine au quatrième trimestre de 2011. De plus, un nouveau puits de production a été complété au troisième trimestre de 2011. La production à Terra Nova continue de subir les répercussions de la fermeture partielle de certains puits en raison de la présence d'H₂S. La Société s'attend à ce que tout rentre dans l'ordre par suite de l'exécution des travaux de maintenance planifiés décrits ci-dessous.

- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 28 700 b/j, en légère baisse par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui s'était chiffrée à 29 200 b/j.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 17 000 b/j, en baisse par rapport à celle de 18 900 b/j enregistrée pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution tient principalement à la déplétion naturelle des gisements, partiellement compensée par le volume de production supplémentaire tiré du puits d'essai du champ pétrolifère West White Rose, qui fait partie des projets d'extension White Rose.

La production du secteur International s'est élevée en moyenne à 96 200 bep/j pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 107 200 bep/j pour le premier trimestre de 2011.

- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 39 200 b/j, en hausse par rapport à la production moyenne de 24 100 b/j enregistrée pour le premier trimestre de 2011. La production de Suncor dans ce pays avait été interrompue au mois de mars en raison de la montée de l'agitation politique. Depuis, la production a repris dans tous les principaux champs. Suncor est actuellement en discussion avec National Oil Corporation concernant l'incidence de la période de validité du cas de force majeure aux termes des obligations contractuelles de la Société en ce qui concerne ses activités de production et de mise en valeur en Libye. Le cas de force majeure visant l'ensemble des activités de prospection est toujours en vigueur.
- La production à Buzzard s'est établie en moyenne à 57 000 bep/j, en hausse par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui s'était établie à 50 300 bep/j. Cette hausse tient principalement au rehaussement de la fiabilité par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- En décembre 2011, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles en Syrie, en raison de l'agitation politique dans ce pays et des sanctions internationales prises contre celui-ci. En conséquence, la Société n'a inscrit aucune production provenant de la Syrie pour le premier trimestre de 2012. Pour le premier trimestre de 2011, la production tirée des actifs en Syrie s'était établie en moyenne à 17 400 bep/j.
- Le 31 mars 2011, la Société a conclu la vente de certains actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni. Ces actifs avaient généré une production de 15 400 bep/j au premier trimestre de 2011.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 358 Mpi³e/j pour le premier trimestre de 2012, en comparaison de 411 Mpi³e/j pour le premier trimestre de 2011.

- En 2011, la Société s'est départie d'actifs non essentiels qui avaient fourni une production supplémentaire d'environ 33 Mpi³e/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La production provenant des autres biens de ce secteur a diminué, en raison surtout de la déplétion naturelle des gisements et de la fermeture de quelques puits par suite de la baisse du prix du gaz naturel. La Société se penche actuellement sur la possibilité de fermer d'autres puits.

Prix obtenus

	Trimestres clos les	
		31 mars
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2012	2011
Exploration et production	90,06	77,13
Côte Est du Canada (\$/baril)	116,83	104,01
International (\$/bep)	114,54	93,03
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ² e)	3,71	4,52

Pour le premier trimestre de 2012, les prix obtenus sur les ventes de pétrole brut provenant des actifs des secteurs Côte Est du Canada et International ont été plus élevés qu'au premier trimestre de 2011, en raison surtout de l'augmentation du prix de référence du brut Brent. Les prix obtenus pour la production du secteur International ont également été plus élevés, en raison de la plus grande proportion de pétrole brut dans la production qui a résulté de l'interruption des activités en Syrie. Les prix obtenus pour la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont diminué, en raison surtout de la baisse des prix de référence du gaz naturel, partiellement compensée par la hausse des prix obtenus pour la production de liquides de gaz naturel et de pétrole brut.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été plus élevées au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, en raison surtout de la hausse des prix obtenus pour la production de pétrole brut. La hausse des redevances attribuable à l'accroissement de la production en Lybie a été largement contrebalancée par la diminution des redevances qui a découlé de l'interruption des activités en Syrie.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, en raison principalement des cessions d'actifs non essentiels au Royaume-Uni réalisées en 2011 et de l'arrêt des activités en Syrie. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par les charges liées à l'incendie survenu au site de forage. En mars, un incendie s'est déclaré durant l'exécution de travaux de forage portant sur un puits de gaz naturel situé en Colombie-Britannique. Tous les travailleurs ont pu évacuer les lieux en sécurité, et la situation a depuis été rétablie à cette plateforme de puits. Une enquête est en cours pour déterminer les causes de l'incident.

Le facteur présenté dans l'analyse de rapprochement du résultat opérationnel au titre des charges de financement et des autres produits est négatif, en raison surtout de la hausse du taux d'imposition réglementaire du Royaume-Uni.

Travaux de maintenance planifiés

Le programme de maintenance à quai d'une durée d'environ 21 semaines portant sur le navire de production, de stockage et de déchargement (« navire PSD ») de Terra Nova devrait s'amorcer en juin 2012. Les travaux prévus comprennent le remplacement de la tête d'injection d'eau du navire PSD 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 d'une durée de 18 semaines portant sur le navire PSD de White Rose devrait être entrepris en mai 2012, dans le but principalement de régler les problèmes du système de propulsion du navire PSD. Durant ces interruptions, les actifs concernés ne seront la source d'aucune production. Des travaux de maintenance planifiés devraient se dérouler à Hibernia et à Buzzard au troisième trimestre de 2012.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Produits opérationnels	6 400	5 839
Résultat net	474	627
Résultat opérationnel ^{(1), (2)}		
Activités de raffinage et d'approvisionnement	396	559
Activités de commercialisation	78	68
	474	627
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾	741	929

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

(2) La Société a reclassé la répartition du résultat opérationnel de l'exercice précédent entre les activités de raffinage et d'approvisionnement et les activités de commercialisation afin de rendre sa présentation conforme à celle de l'exercice considéré. Le total du résultat opérationnel est le même.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 474 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 627 M\$ pour le premier trimestre de 2011.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 396 M\$ au résultat opérationnel du premier trimestre de 2012, ce qui représente une baisse par rapport à la période correspondante de 2011. Pour le premier trimestre de 2011, la hausse du résultat opérationnel attribuable à l'incidence favorable de l'augmentation du prix du pétrole brut sur les marges de raffinage de Suncor s'est chiffrée à environ 185 M\$ après impôt, en comparaison d'une hausse d'environ 7 M\$ après impôt pour le premier trimestre de 2012. De plus, le fléchissement de la demande pour les produits raffinés dans l'est de l'Amérique du Nord a entraîné une diminution de la production de brut aux raffineries de Montréal et de Sarnia. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 78 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en hausse par rapport à la même période en 2011, en raison principalement de l'accroissement des marges dégagées sur les ventes de gros et les ventes de lubrifiants, partiellement neutralisé par la diminution du volume des ventes au détail et par le rétrécissement des marges dégagées sur ces ventes.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de 741 M\$ pour le premier trimestre de 2012, contre 929 M\$ pour le premier trimestre de 2011. Cette baisse s'explique principalement par les mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel**Analyse de rapprochement du résultat opérationnel⁽¹⁾**

(en millions de dollars)

2011						2012
627	(53)	(58)	11	(6)	(47)	474
T1	Volume de ventes	Marges et autres produits	Charges opérationnelles ⁽²⁾	Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation	Charges de financement et autres produits ⁽³⁾	T1

(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) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux.

(3) 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

	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Ventes de produits raffinés (en milliers de m ³ /j)		
Essence	38,6	38,1
Distillat	29,6	31,3
Autres	11,9	12,6
	80,1	82,0
Pétrole brut traité (en milliers de m ³ /j)		
Est de l'Amérique du Nord	30,3	33,1
Ouest de l'Amérique du Nord	36,4	35,3
Taux d'utilisation des raffineries (en pourcentage) ^{(1),(2)}		
Est de l'Amérique du Nord	86	97
Ouest de l'Amérique du Nord	98	97

(1) En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de traitement du brut de la raffinerie de Montréal, qui est passée de 130 000 b/j à 137 000 b/j, de même que celle de la raffinerie de Commerce City, qui est passée de 93 000 b/j à 98 000 b/j. Les taux d'utilisation de l'exercice précédent n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant la révision à la hausse.

(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.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées en moyenne à 80 100 m³/j au premier trimestre de 2012, en comparaison de 82 000 m³/j au premier trimestre de 2011. Les ventes d'essence et de distillat réalisées dans l'est de l'Amérique du Nord ont diminué de 9 % et de 16 %, respectivement, ce qui s'explique essentiellement par la baisse de la demande d'essence qui a résulté de la montée des prix à la pompe et par la diminution de la demande de distillat qui a découlé de la hausse des prix et des conditions météorologiques plus clémentes. Ces diminutions ont été partiellement compensées par l'accroissement des volumes de ventes dans l'ouest de l'Amérique du Nord.

Dans l'est de l'Amérique du Nord, le volume de pétrole brut traité par les raffineries s'est chiffré en moyenne à 30 300 m³/j, en baisse par rapport aux 33 100 m³/j enregistrés pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à la baisse de la demande pour les produits raffinés, mais aussi à la panne survenue à l'une des tours de distillation du brut de la raffinerie de Sarnia, qui a été remise en service au mois d'avril. Le volume de pétrole brut traité par les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 36 400 m³/j, en hausse par rapport aux 35 300 m³/j enregistrés pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique par la plus grande fiabilité opérationnelle des installations et par l'incidence des travaux de maintenance planifiés qui avaient été menés à la raffinerie de Commerce City au cours du premier trimestre de 2011.

Prix et marges

Les prix des produits raffinés ont été plus élevés au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, les marges de craquage de raffinage ayant été plus élevées.

Pour ce qui est des activités de raffinage et d'approvisionnement, malgré la hausse marquée du prix du WTI enregistrée autant au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, l'incidence favorable sur le résultat qu'avait eue l'augmentation des prix du pétrole brut au premier trimestre de 2011 (environ 185 M\$ après impôt) ne s'est pas répétée avec la même ampleur au premier trimestre de 2012 (environ 7 M\$ après impôt). Cette différence s'explique par la plus faible hausse du prix du WTI au premier trimestre de 2012 comparativement au premier trimestre de 2011, de même que par l'augmentation de l'escompte par rapport au prix du WTI observé vers la fin du premier trimestre de 2012 pour une bonne partie des charges d'alimentation en brut traitées par les raffineries terrestres de la Société (à savoir les raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City).

Pour ce qui est des activités de commercialisation, l'accroissement des marges dégagées sur les ventes en gros et les produits de lubrifiants a été partiellement neutralisé par le rétrécissement des marges dégagées sur les ventes au détail.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, partiellement contrebalancée par la hausse des coûts de remise en état et de maintenance. Le facteur présenté dans l'analyse de rapprochement du résultat opérationnel au titre des charges de financement et autres produits est négatif, en raison surtout du profit lié aux participations de la Société dans des entreprises de commercialisation comptabilisé au premier trimestre de 2011.

SIÈGE SOCIAL, COMMERCE DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS**Faits saillants de nature financière**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultat net	44	(18)
Résultat opérationnel ⁽¹⁾		
Énergie renouvelable	15	15
Commerce de l'énergie	52	39
Siège social	(133)	(189)
Éliminations	(18)	(45)
	(84)	(180)
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾	(110)	(256)

(1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le secteur Siège social, commerce de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net de 44 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 18 M\$ pour le premier trimestre de 2011. Au cours du premier trimestre de 2012, 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 0,98 à 1,00, ce qui a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 128 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au cours du premier trimestre de 2011, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change étant passé de 1,01 à 1,03, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 162 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Résultat opérationnel

Le secteur Siège social, commerce de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 84 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 180 M\$ pour le premier trimestre de 2011.

Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultat net	44	(18)
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(128)	(162)
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	(84)	(180)

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	141	55
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	106,4	80,7

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un résultat opérationnel de 15 M\$ pour le premier trimestre de 2012, soit le même montant qu'au premier trimestre de 2011. L'incidence de l'accroissement des volumes de production d'éthanol a été largement contrebalancée par le moment de l'obtention du financement incitatif accordé par le gouvernement pour les projets liés à la production d'éthanol, de même que par les limites contractuelles fixées pour ce financement. À la fin de janvier 2011, Suncor a achevé l'agrandissement de son usine d'éthanol en Ontario, ce qui a permis d'accroître la capacité de production nominale pour la faire passer de 200 millions de litres à 400 millions de litres par année. Le total de l'énergie éolienne commercialisée a augmenté, passant de 55 gigawattheures à 141 gigawattheures, grâce principalement aux deux nouveaux projets d'énergie éolienne mis en service en 2011, soit le projet Wintering Hills dans le sud de l'Alberta et le projet Kent Breeze dans le sud-ouest de l'Ontario.

Commerce de l'énergie

Les activités liées au commerce de l'énergie ont donné lieu à un résultat opérationnel de 52 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en hausse comparativement à celui de 39 M\$ inscrit pour le premier trimestre de 2011. Cette augmentation est principalement attribuable aux 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.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 133 M\$ pour le premier trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 189 M\$ pour le premier trimestre de 2011. Au premier trimestre de 2012, la Société a capitalisé une tranche de 98 % de ses coûts d'emprunt dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 62 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En outre, la diminution de la rémunération fondée sur des actions a été partiellement neutralisée 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.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque la Société établit que les produits raffinés produits à partir d'achats internes de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au premier trimestre de 2012, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 18 M\$.

6. MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Sables pétrolifères	1 177	1 180
Exploration et production	206	228
Raffinage et commercialisation	89	106
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	6	62
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 478	1 576
Intérêts capitalisés (compris dans les chiffres ci-dessus)	158	100

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie^{(1), (2), (3)}

(en millions de dollars)	Trimestre clos le		
	Maintien	Croissance	31 mars 2012 Total
Sables pétrolifères	628	399	1 027
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	409	25	434
<i>In situ</i>	179	295	474
<i>Coentreprises des sables pétrolifères</i>	40	79	119
Exploration et production	26	178	204
Raffinage et commercialisation	88	—	88
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	1	—	1
	743	577	1 320

(1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés.

(2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements économiques qui se traduisent par i) 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, ii) l'ajout de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production, ou iii) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.

(3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) 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, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

Au cours du premier trimestre de 2012, Suncor a affecté un montant de 1,320 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, et elle a capitalisé des intérêts de 158 M\$ dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction. Les paragraphes qui suivent décrivent les dépenses en immobilisations de maintien et de croissance engagées par la Société au cours du premier trimestre de 2012.

Sables pétrolifères – Activités de base

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont totalisé 434 M\$. De ce montant, une tranche de 409 M\$ représente des dépenses de maintien. Ces dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées principalement au projet TRO^{MC} de la Société, et elles comprennent un montant de 241 M\$ lié au projet d'infrastructure visant 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 des activités d'extraction minière et au projet de construction d'installations de séchage des résidus. La Société a amorcé la mise en service des actifs du projet d'infrastructure TROMC et prévoit commencer à utiliser ces actifs au cours du deuxième trimestre de 2012. Le reste des dépenses en immobilisations de maintien a été affecté à différentes activités liées aux usines de valorisation 1 et 2.

Les dépenses de croissance engagées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base au cours du premier trimestre de 2012 ont été affectées exclusivement à l'achèvement de la construction d'actifs destinés au projet d'extraction minière mené dans le prolongement nord de Steepbank ainsi qu'à des modifications apportées à l'usine d'hydrogène du projet MNU, qui a été mise hors service au premier trimestre de 2012 pour les besoins de ces modifications. La Société s'attend à ce que le projet MNU soit pleinement opérationnel d'ici le deuxième semestre de l'exercice.

In Situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 474 M\$. De ce montant, 295 M\$ ont été affectés à des projets de croissance.

- Les dépenses en immobilisations liées à la quatrième phase d'agrandissement du projet Firebag se sont élevées à 156 M\$, ce qui porte à environ 1,344 G\$ le total des dépenses en immobilisations affectées à ce jour à ce projet. Les activités de construction se sont poursuivies à l'égard de deux nouvelles plateformes de puits, des installations de traitement centralisé et des unités de cogénération. La production devrait débuter au premier trimestre de 2013.
- Les dépenses en immobilisations liées à la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag se sont élevées à 11 M\$. La majeure partie des dépenses de croissance ont été engagées, et les activités qui demeurent au programme se rapportent à des projets d'infrastructure qui sont aussi nécessaires à la réalisation de la quatrième phase d'agrandissement. Les dépenses en immobilisations qui ont été affectées à ce jour à la troisième phase d'agrandissement de Firebag sont estimées à environ 4,381 G\$.

Les dépenses en immobilisations de maintien liées aux activités *in situ* ont totalisé 179 M\$ et ont été affectées principalement aux activités de conception et d'ingénierie relatives aux nouvelles plateformes de puits qui permettront d'assurer le maintien des niveaux de production actuels de MacKay River et des phases 1 et 2 de Firebag au cours des années à venir.

Coentreprises des Sables pétrolifères

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 40 M\$, ce qui comprend un montant de 17 M\$ lié au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement de l'équipement de la mine Aurora.

Au premier trimestre de 2012, le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a engagé des dépenses en immobilisations de croissance de 79 M\$, qui ont été affectées comme suit : i) les dépenses relatives au projet d'usine de valorisation Voyageur ont porté sur la validation de l'étendue du projet, l'élaboration du plan d'exécution du projet, les travaux d'ingénierie et la préparation du site; ii) les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Fort Hills ont porté sur la validation des plans de conception, la préparation du site et l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison; iii) les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Joslyn North (exploité par Total E&P) ont été affectées à la poursuite des travaux de conception, aux travaux de forage et à la préparation du site. En 2013, la Société prévoit présenter pour autorisation au conseil d'administration de Suncor le budget relatif à la mise en valeur des trois projets. La réalisation de chacun de ces projets est assujettie à l'approbation des partenaires de la coentreprise chargée du projet concerné.

Autres dépenses en immobilisations et frais de prospection

Au cours du premier trimestre de 2012, le secteur Exploration et production a engagé des dépenses d'immobilisations et des frais de prospection totalisant 204 M\$. Les dépenses de croissance comprennent un montant de 50 M\$ lié à la zone Golden Eagle qui a été affecté principalement aux travaux d'ingénierie détaillée et au démarrage de la construction d'installations de surface et d'un treillis pour la plateforme d'exploitation. Le reste des dépenses de croissance a été affecté notamment aux travaux de forage portant sur la formation pétrolière Cardium et la formation de gaz de schiste Montney, de même qu'aux travaux d'ingénierie et de construction liés à la préparation du site du projet Hebron. En avril, la Société a entrepris le forage du deuxième puits d'évaluation dans la zone Beta, située dans la partie de la mer du Nord appartenant à la Norvège.

Le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 88 M\$ au cours du premier trimestre de 2012. La Société prévoit achever son projet visant à réduire la teneur en benzène de l'essence produite à la raffinerie de Commerce City au cours du deuxième trimestre de 2012.

7. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les 31 mars	2012	2011
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽¹⁾		
Compte non tenu des projets d'envergure en cours	14,8	12,5
Compte tenu des projets d'envergure en cours	11,0	8,9
Ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽²⁾ (en nombre de fois)	0,6	0,9
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ⁽³⁾	11,1	10,3
Base des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ^{(2),(4)}	16,7	14,2

- 1) Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie provenant des 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.
- 3) 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 capitalisés.
- 4) Somme des flux de trésorerie provenant des 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 capitalisés.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2012	31 décembre 2011
Dettes à court terme	749	763
Tranche courante de la dette à long terme	12	12
Dettes à long terme	9 853	10 004
Dettes totales	10 614	10 779
Moins la trésorerie et ses équivalents	4 648	3 803
Dettes nettes	5 966	6 976
Capitaux propres	39 692	38 600
Dettes totales majorées des capitaux propres	50 306	49 379
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en pourcentage)	21	22

Évolution de la dette nette

Trimestre clos le 31 mars 2012 (en millions de dollars)

Dettes nettes au 31 décembre 2011	6 976
Diminution de la dette nette	(1 010)
Dettes nettes au 31 mars 2012	5 966
Diminution de la dette nette	
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	2 426
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 478)
Produit des cessions, déduction faite des coûts d'acquisition	37
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(68)
Rachat d'actions ordinaires	(183)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et autres	135
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	141
	1 010

Sources de financement

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 et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, grâce à ses soldes de trésorerie et placements à court terme existants, aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qu'elle générera d'ici la fin de 2012 et aux facilités de crédit engagées dont elle dispose. 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.

Grâce surtout aux importants flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 845 M\$ au premier trimestre de 2012, ce qui comprend l'incidence de la remise de 183 M\$ aux actionnaires dans le cadre du programme de rachat d'actions. Pour la période de 12 mois close le 31 mars 2012, le ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles s'est établi à 0,6 fois, ce qui est conforme à l'objectif de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à

2,0 fois. Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 4,694 G\$ au 31 mars 2012, contre 4,428 G\$ au 31 décembre 2011.

Activités de financement

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité pour Suncor compte tenu de ses plans de croissance à long terme. 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.

La dette nette de Suncor s'établissait à 5,966 G\$ au 31 mars 2012, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011. Au cours du premier trimestre de 2012, la dette nette a diminué de 1,010 G\$, en raison principalement des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection.

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 (environ 750 M\$). En 2011, la Société a remplacé la majeure partie de sa dette à court terme par du papier commercial libellé en dollars américains. Elle 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 dépassera pas six mois, et toutes les contreparties aux placements devront avoir une notation élevée. Au 31 mars 2012, l'échéance moyenne pondérée du portefeuille de placements à court terme était d'environ 55 jours.

Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto. Aux termes de cette nouvelle offre de rachat, la Société peut racheter les actions ordinaires de Suncor aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1,0 G\$ entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012. Aux termes de l'offre de rachat, la Société ne pourra pas racheter, au cours de cette période, plus de 45 839 791 actions ordinaires. Le nombre réel d'actions ordinaires qui seront rachetées aux termes de l'offre de rachat, de même que le moment des rachats, sera déterminé par la Société. De plus, la Société a annoncé qu'elle avait conclu, avec un courtier désigné, un plan de rachat prédéfini permettant le rachat de ses actions ordinaires durant les périodes prévues et non prévues d'interdiction de négociation. Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire de l'avis d'intention de procéder à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités auprès du service des relations avec les investisseurs de la Société.

Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a racheté 5 466 200 actions ordinaires au prix moyen de 33,46 \$ l'action, pour un coût de rachat totalisant 183 M\$. Toutes les actions ordinaires rachetées aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités seront annulées. En date du 27 avril 2012, la Société avait racheté une tranche supplémentaire de 4 332 400 actions au prix moyen de 30,91 \$ l'action (134 M\$). La Société ne s'attend pas à ce que sa décision d'affecter des liquidités au rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités ait une incidence sur sa stratégie de croissance à long terme.

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 mars 2012, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 21 % (22 % au 31 décembre 2011). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités opérationnelles.

Actions en circulation

31 mars 2012 (en milliers)

Actions ordinaires	1 558 760
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	58 043
Options sur actions ordinaires – exerçables	38 458

Au 25 avril 2012, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 560 180 993 et le nombre total d'options sur actions ordinaires, exerçables et non exerçables, en circulation s'élevait à 57 085 952. 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. Suncor a fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion de 2011, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. Depuis le 31 décembre 2011, il n'y a pas eu de changement important aux montants présentés dans le tableau résumant les obligations contractuelles, les engagements, les garanties et les arrangements non comptabilisés. 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, ses résultats opérationnels, sa situation de trésorerie ou ses dépenses en immobilisations.

Proposition du budget provincial de l'Ontario

Le budget de la province d'Ontario a été présenté le 27 mars 2012. On y propose le gel du taux général d'imposition des sociétés à 11,5 %, plutôt que la mise en œuvre prévue d'une réduction devant le ramener à 10 % d'ici 2014. Selon son évaluation préliminaire, la Société estime que, s'il est adopté, ce budget donnera lieu à la comptabilisation d'une charge d'impôt différé d'environ 65 M\$ découlant de la réévaluation de ses soldes d'impôt différé.

8. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Sommaire des résultats opérationnels

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010
Production totale (kbep/j)	562,3	576,5	546,0	460,0	601,3	625,6	635,5	633,9
Sables pétrolifères	341,1	356,8	362,5	277,2	360,6	363,8	338,3	334,4
Exploration et production	221,2	219,7	183,5	182,8	240,7	261,8	297,2	299,5
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances ⁽¹⁾	9 653	9 906	10 239	9 255	8 943	8 982	7 717	8 174
Autres produits	105	60	184	77	132	358	(45)	287
	9 758	9 966	10 423	9 332	9 075	9 340	7 672	8 461
Résultat net	1 457	1 427	1 287	562	1 028	1 286	1 224	540
par action ordinaire (en dollars)								
De base	0,93	0,91	0,82	0,36	0,65	0,82	0,78	0,35
Dilué	0,93	0,91	0,76	0,31	0,65	0,82	0,78	0,34
Résultat opérationnel ⁽²⁾	1 329	1 427	1 789	980	1 478	808	617	839
par action ordinaire – de base ⁽²⁾ (en dollars)	0,85	0,91	1,14	0,62	0,94	0,52	0,39	0,54
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽²⁾	2 426	2 650	2 721	1 982	2 393	2 132	1 630	1 770
par action ordinaire – de base ⁽²⁾ (en dollars)	1,55	1,69	1,73	1,26	1,52	1,36	1,04	1,13
RCI ⁽²⁾ (en pourcentage, sur 12 mois)	14,8	13,8	13,4	11,1	12,5	11,4	9,3	7,9
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	32,59	29,38	26,76	37,80	43,48	38,28	33,50	31,33
Bourse de New York (\$ US)	32,70	28,83	25,44	39,10	44,84	38,29	32,55	29,44

(1) La Société a retraité les produits opérationnels de 2011 pour rendre compte de la présentation sur une base nette de certaines transactions comprenant des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers au sein du secteur Sables pétrolifères qui étaient auparavant présentées sur une base brute. Voir la rubrique « Autres éléments – Méthodes comptables » 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. Le RCI exclut les coûts capitalisés au titre des projets d'envergure en cours.

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, sur lesquels peuvent influencer les travaux de maintenance planifiés majeurs, comme ceux qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2011, et les travaux de maintenance non planifiés, comme ceux qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 2 au

premier trimestre de 2012, ainsi que par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	102,95	94,05	89,75	102,55	94,10	85,20	76,20	78,05
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	118,35	109,00	113,40	117,30	104,95	86,50	76,85	78,30
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,45	5,55	14,80	14,05	15,65	10,85	9,35	10,45
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	92,80	98,20	92,50	103,85	88,40	80,70	74,90	75,50
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	21,45	10,45	17,65	17,65	22,85	18,10	15,65	14,00
Condensat à Edmonton	\$ US/b	110,00	108,70	101,65	112,40	98,35	85,70	74,50	82,70
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,50	3,45	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	25,80	22,80	36,45	29,25	19,40	12,20	9,60	12,50
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/b	18,80	19,20	33,30	29,70	16,45	9,20	10,15	11,05
Portland, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/b	27,70	26,45	36,50	29,35	21,40	13,50	16,60	15,50
Côte du golfe du Mexique, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/b	25,45	20,40	33,10	27,30	18,50	8,50	8,60	11,20
Taux de change	\$ US/\$ CA	1,00	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	1,00	0,98	0,95	1,04	1,03	1,01	0,97	0,94

(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.

Éléments importants ou exceptionnels ayant une incidence sur le résultat net

Le résultat net des huit derniers trimestres a varié par suite des événements ou des ajustements non récurrents suivants :

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur de 514 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Lybie par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique, ce qui a également donné lieu à la diminution des volumes de production pour la majeure partie de 2011.
- Le résultat net du premier trimestre de 2011 reflétait 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.
- Dans le cadre de son réalignement 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 les 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 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 tenait compte de sorties après impôt de 141 M\$ relativement à des actifs du secteur Sables pétrolifères qui étaient utilisés dans le cadre d'un projet d'élaboration d'un nouveau processus d'extraction.

9. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Les principales méthodes comptables de Suncor et un sommaire des normes comptables récemment publiées sont présentés aux notes 3 et 5, respectivement, des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011, lesquelles notes sont intégrées par renvoi aux présentes.

Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a mené à bien un examen de la présentation des transactions d'achat et de vente de son secteur Sables pétrolifères, par suite duquel elle a déterminé que certaines transactions comptabilisées précédemment au montant brut seraient présentées plus adéquatement sur une base nette. Ces transactions représentent les volumes qui sont échangés avec des tiers au titre de contrats de vente et d'achat, en général lorsque les capacités de raffinage du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ou de tiers sont restreintes. Les transactions de vente présentées sur une base nette ne comprennent pas celles qui visent les volumes de production de Suncor. Les chiffres des périodes précédentes ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour la période écoulée. L'incidence de ces reclassements, qui n'a pas influé sur le résultat net, se présente comme suit :

(diminution en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2011
Produits bruts	(313)
Achats de pétrole brut et de produits	(313)
Résultat net	—

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit faire des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés de l'actif, du passif, des produits des activités ordinaires, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les actifs et passifs éventuels. 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 formule des hypothèses sur des questions grandement incertaines au moment de l'estimation. Ce sont aussi celles qui, si une estimation différente était utilisée ou si l'estimation était modifiée pour tenir compte d'événements raisonnablement susceptibles de se produire, pourraient avoir une incidence significative sur la situation financière ou les résultats financiers de la Société. Les estimations comptables critiques sont revues tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor est présentée à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel 2011 de Suncor, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes.

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 pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change, et pour optimiser la position de la Société à l'égard des versements d'intérêt. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de produits réels et des échanges financiers pour dégager des produits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les

facteurs de risques financiers connexes, se reporter à la note 28 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011, qui est intégrée par renvoi aux présentes.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 2012, 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)) fournissent à la Société l'assurance 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. De plus, en date du 31 mars 2012, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, 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 a 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 et ne peut déterminer 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 survenus ont eu une incidence importante sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'ensemble.

Étant donné leurs limites inhérentes, les contrôles et procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière peuvent ne pas permettre d'éviter ou de repérer les inexactitudes. De plus, même les contrôles jugés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour ses prévisions pour 2012, qui avaient auparavant été publiées le 1^{er} février 2012. Le communiqué de presse de Suncor daté du 30 avril 2012, également déposé sur le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com, contient les nouvelles prévisions de la Société et précise les raisons pour lesquelles les révisions ont été apportées.

10. 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, le RCI, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles 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. Sauf indication contraire, ces mesures hors PCGR sont calculées et présentées de façon uniforme d'une période à l'autre. Des éléments d'ajustement particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

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.

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 capital moyen investi 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. 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.

Périodes de 12 mois closes les 31 mars
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2012	2011
Ajustements du résultat net			
Résultat net		4 733	4 082
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		195	(308)
Charge d'intérêts		40	300
	A	4 968	4 074
Capital investi – au début de la période de 12 mois			
Dette nette		7 438	13 311
Capitaux propres		36 400	32 622
		43 838	45 933
Capital investi – à la fin de la période de 12 mois			
Dette nette		5 966	7 438
Capitaux propres		39 692	36 400
		45 658	43 838
Capital moyen investi	B	45 153	45 684
RCI, y compris les projets d'envergure en cours (%)	A/B	11,0	8,9
Coûts capitalisés moyens liés aux projets d'envergure en cours	C	11 516	13 045
RCI, à l'exclusion des projets d'envergure en cours (%)	A/(B-C)	14,8	12,5

Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles

Les flux de trésorerie provenant des 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 montants liés à la rémunération fondée sur des actions, 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.

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, commerce de l'énergie et éliminations		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Résultat net	607	605	332	(186)	474	627	44	(18)	1 457	1 028
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	440	311	360	354	111	102	36	18	947	785
Impôt sur le résultat différé	213	190	(7)	253	150	203	(38)	(44)	318	602
Augmentation des passifs	29	18	16	19	1	1	—	—	46	38
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(146)	(186)	(146)	(186)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	(2)	—	(2)	3	(35)	(58)	(39)	(55)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(29)	112	—	146	(2)	(6)	—	(1)	(31)	251
Rémunération fondée sur des actions	18	48	3	9	8	37	16	79	45	173
Frais de prospection	—	—	—	2	—	—	—	—	—	2
Passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(153)	(133)	(10)	(3)	(3)	(2)	—	—	(166)	(138)
Autres	(7)	(14)	(15)	(11)	4	(36)	13	(46)	(5)	(107)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles	1 118	1 137	677	583	741	929	(110)	(256)	2 426	2 393
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(386)	(721)	(94)	541	(217)	(663)	745	968	48	125
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	732	416	583	1 124	524	266	635	712	2 474	2 518

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 que l'on obtient en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et les coûts des charges d'alimentation du gaz naturel utilisé pour produire

l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire, iii) la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits opérationnels, et iv) l'incidence de la variation de l'évaluation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société peut présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Un rapprochement des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères figure à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion.

En 2012, le calcul des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères a été modifié pour mieux rendre compte des coûts de production décaissés. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités en conséquence. Le coût des charges d'alimentation du gaz naturel destiné aux procédés de valorisation secondaire, 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 au titre des provisions pour le démantèlement et la remise en état ne sont plus inclus dans les charges opérationnelles décaissées. Certaines charges décaissées liées à des programmes de sécurité qui étaient auparavant considérées comme des coûts non liés à la production sont à présent incluses dans les charges opérationnelles décaissées. Le tableau qui suit présente un rapprochement des montants présentés antérieurement et des montants présentés dans le présent rapport de gestion :

	en millions de dollars	Trimestre clos le 31 mars 2011 \$/b
Charges opérationnelles décaissées, montant déjà établi	1 050	36,15
Éléments ajoutés au calcul des charges opérationnelles décaissées :		
Programmes de sécurité	8	
Éléments supprimés du calcul des charges opérationnelles décaissées :		
Coût des charges d'alimentation du gaz naturel destiné aux procédés de valorisation secondaire	(14)	
Augmentation des passifs	(16)	
Diluant acheté	—	
Charges opérationnelles décaissées après retraitement, montant présenté dans le présent rapport de gestion	1 028	35,45

11. 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 :

- le ratio vapeur-pétrole diminuera au cours de périodes à venir à mesure que l'accroissement de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement de Firebag se poursuivra;
- la Société rencontrera une zone de minerai de bitume de qualité inférieure à la mine Millennium jusqu'au début du quatrième trimestre de 2012;
- au cours du deuxième trimestre de 2012, l'arrêt de l'usine de valorisation 2 aura une incidence sur le volume des ventes et la Société regarnira ses stocks.

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

- l'intention de la Société de procéder, au cours du deuxième trimestre de 2012, à un arrêt de production à l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 en vue d'effectuer des travaux de maintenance périodiques, ce qui ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la production;
- l'intention de la Société de procéder, au cours du troisième trimestre de 2012, à des travaux de maintenance périodiques portant sur la tour sous vide et les unités de valorisation secondaire de même qu'à un arrêt de production à l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 2, et l'attente selon laquelle l'incidence des travaux de maintenance portant sur la tour sous vide sur la production globale a été prise en compte dans les prévisions concernant la production;
- les travaux de maintenance planifiés portant sur les unités de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 1 prévus pour 2013;
- l'arrêt de deux mois d'une unité de cokéfaction de Syncrude prévu pour le deuxième trimestre de 2012;
- le programme de maintenance à quai d'une durée de 21 semaines qui devrait être entrepris en juin 2012 à l'égard du navire PSD de Terra Nova et qui devrait comprendre le remplacement de la tête d'injection d'eau du navire PSD, ainsi que le remplacement des infrastructures sous-marines devant permettre de résoudre les problèmes d'H₂S;
- le programme de maintenance hors station d'une durée de 18 semaines portant sur le navire PSD de White Rose qui devrait être entrepris en mai 2012, principalement pour résoudre les problèmes liés au système de propulsion du navire PSD;
- les travaux de maintenance planifiés devant être effectués à Hibernia et à Buzzard au troisième trimestre de 2012.

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

- les activités de démarrage de projets liées à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag s'intensifieront au deuxième semestre de 2012 et la production devrait débuter au premier trimestre de 2013;
- la Société commencera à utiliser les actifs de l'infrastructure TRO^{MC} au deuxième trimestre de 2012;
- l'unité d'hydrogène du projet MNU sera pleinement opérationnelle d'ici le deuxième semestre;
- la construction de nouvelles plateformes de puits permettra de soutenir la production existante provenant de MacKay River et des première et deuxième phases d'agrandissement de Firebag au cours des années à venir;
- la Société compte présenter le budget relatif à la mise en valeur des projets de l'usine de valorisation Voyageur et des projets d'exploitation de Fort Hills et de Joslyn North à son conseil d'administration en 2013 afin qu'il l'approuve;
- le projet visant à réduire la teneur en benzène de l'essence produite à la raffinerie de Commerce City devrait être achevé au cours du deuxième trimestre de 2012.

Autres éléments :

- la prévision de la Société selon laquelle, en 2012, les coûts liés à la mise en veilleuse comprendront essentiellement des coûts liés à l'évaluation de l'état des actifs qui sont remis en service après avoir été mis en veilleuse, ainsi que les coûts liés à la remobilisation du matériel et de la main-d'œuvre;
- l'évaluation préliminaire de Suncor selon laquelle s'il est adopté, le budget de l'Ontario proposé se traduira par une charge d'impôt différé d'environ 65 M\$ découlant de la réévaluation des soldes d'impôt différé de la Société;
- le fait que la direction soit d'avis que Suncor disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations prévu pour 2012 et satisfaire à ses besoins à court terme et à long terme en matière de fonds de roulement au moyen de ses soldes de trésorerie et des placements à court terme existants, des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles qui seront générés d'ici la fin de l'exercice 2012 et des facilités de crédit engagées dont elle dispose, 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;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait une incidence notable sur la situation financière, les résultats opérationnels, la situation de trésorerie ou les dépenses en immobilisations de la Société;
- l'intention de Suncor de maintenir l'emprunt de papier commercial à court terme à des taux concurrentiels en gardant la dette à court terme aux niveaux actuels;

- la prévision de la Société selon laquelle la décision d'affecter des liquidités à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités n'aura aucune incidence sur sa stratégie de croissance à long terme;
- 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.

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 minerai, 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 de prospection 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 de prospection 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; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion et à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2011, dans la notice annuelle de 2011 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.

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 3)	9 653	8 943
Autres produits (note 4)	105	132
	9 758	9 075
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	3 996	3 489
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	2 454	2 291
Transport	156	167
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	947	785
Prospection	45	58
Perte (profit) à la cession d'actifs	(31)	251
Frais de démarrage de projets	1	37
Charges (produits) de financement (note 7)	(82)	(49)
	7 486	7 029
Résultat avant impôt	2 272	2 046
Impôt sur le résultat		
Exigible	497	416
Différé (note 8)	318	602
	815	1 018
Résultat net	1 457	1 028
Autres éléments du résultat global		
Ajustement de différences de conversion	(50)	37
Différences de conversion reclassées au résultat net	—	14
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 9 \$ (4 \$ en 2011)	(9)	18
Autres éléments du résultat global	(59)	69
Résultat global	1 398	1 097
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 9)		
De base	0,93	0,65
Dilué	0,93	0,65
Dividendes en trésorerie	0,11	0,10

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2012	31 déc. 2011
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 648	3 803
Débiteurs	5 015	5 412
Stocks	3 716	4 205
Impôt sur le résultat à recouvrer	670	704
Total de l'actif courant	14 049	14 124
Immobilisations corporelles, montant net	53 769	52 589
Prospection et évaluation	3 940	4 554
Autres actifs	314	311
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 137	3 139
Actifs d'impôt différé	64	60
Total de l'actif	75 273	74 777
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	749	763
Tranche courante de la dette à long terme	12	12
Créditeurs et charges à payer	6 947	7 755
Tranche courante des provisions	1 082	811
Impôt à payer	1 077	969
Total du passif courant	9 867	10 310
Dette à long terme	9 853	10 004
Autres passifs non courants	2 188	2 392
Provisions	3 620	3 752
Passifs d'impôt différé	10 053	9 719
Capitaux propres	39 692	38 600
Total du passif et des capitaux propres	75 273	74 777

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Activités opérationnelles		
Résultat net	1 457	1 028
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	947	785
Impôt sur le résultat différé	318	602
Désactualisation	46	38
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(146)	(186)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(39)	(55)
Perte (profit) à la cession d'actifs	(31)	251
Rémunération fondée sur des actions	45	173
Prospection	—	2
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(166)	(138)
Autres	(5)	(107)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	48	125
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 474	2 518
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 478)	(1 576)
Acquisitions	—	(842)
Produit de la cession d'actifs	37	2 690
Autres placements	—	5
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	87	816
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 354)	1 093
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(14)	(1 232)
Variation nette de la dette à long terme	(5)	(4)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	99	168
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 6)	(183)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(167)	(153)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(270)	(1 221)
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents		
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(5)	(2)
Trésorerie et équivalents au début de la période	3 803	1 077
Trésorerie et équivalents à la fin de la période	4 648	3 465
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	64	101
Impôt sur le résultat payé	368	308

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés des variations des capitaux propres

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Différence de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2010	20 188	507	(451)	14	14 934	35 192	1 565 489
Résultat net	—	—	—	—	1 028	1 028	—
Différences de conversion	—	—	51	—	—	51	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	18	18	—
Résultat global	—	—	51	—	1 046	1 097	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	262	(41)	—	—	—	221	7 405
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	4	—	—	—	(4)	—	99
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	43	—	—	—	43	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(153)	(153)	—
31 mars 2011	20 454	509	(400)	14	15 823	36 400	1 572 993
31 décembre 2011	20 303	545	(207)	14	17 945	38 600	1 558 636
Résultat net	—	—	—	—	1 457	1 457	—
Différences de conversion	—	—	(50)	—	—	(50)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(9)	(9)	—
Résultat global	—	—	(50)	—	1 448	1 398	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	145	(31)	—	—	—	114	5 428
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	—	(6)	—	162
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 6)	(71)	—	—	—	(112)	(183)	(5 466)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions (note 6)	(44)	—	—	—	(66)	(110)	—
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	40	—	—	—	40	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(167)	(167)	—
31 mars 2012	20 339	554	(257)	14	19 042	39 692	1 558 760

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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 intermédiaires résumés ont été établis conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, plus précisément la Norme comptable internationale 34, « Information financière intermédiaire », telle qu'elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés, qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour les états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés reposent sur les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées et en vigueur au 30 avril 2012, date à laquelle le comité d'audit a approuvé les états financiers au nom du conseil d'administration.

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 dans la présentation des méthodes comptables dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Ces méthodes comptables ont été appliquées uniformément pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers.

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 dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

3. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs opérationnels de la Société sont définis en fonction des différences dans la nature de leurs activités, de leurs produits et de leurs services.

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.

Trimestres clos les 31 mars

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères ¹		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, commerce d'énergie et éliminations		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 335	2 045	1 690	1 606	6 363	5 838	23	9	10 411	9 498
Produits intersectoriels	882	846	272	209	37	1	(1 191)	(1 056)	—	—
Moins les redevances	(280)	(123)	(478)	(432)	—	—	—	—	(758)	(555)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	2 937	2 768	1 484	1 383	6 400	5 839	(1 168)	(1 047)	9 653	8 943
Autres produits	3	1	41	3	(2)	37	63	91	105	132
	2 940	2 769	1 525	1 386	6 398	5 876	(1 105)	(956)	9 758	9 075
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	48	51	132	120	5 012	4 295	(1 196)	(977)	3 996	3 489
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 517	1 320	193	236	569	575	175	160	2 454	2 291
Transport	72	85	30	32	48	59	6	(9)	156	167
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	440	311	360	354	111	102	36	18	947	785
Prospection	40	40	5	18	—	—	—	—	45	58
Perte (profit) à la cession d'actifs	(29)	112	—	146	(2)	(6)	—	(1)	(31)	251
Frais de démarrage de projets	1	37	—	—	—	—	—	—	1	37
Charges (produits) de financement	29	18	43	25	(1)	6	(153)	(98)	(82)	(49)
	2 118	1 974	763	931	5 737	5 031	(1 132)	(907)	7 486	7 029
Résultat avant impôt	822	795	762	455	661	845	27	(49)	2 272	2 046
Impôt sur le résultat										
Exigible	2	—	437	388	37	15	21	13	497	416
Différé	213	190	(7)	253	150	203	(38)	(44)	318	602
	215	190	430	641	187	218	(17)	(31)	815	1 018
Résultat net	607	605	332	(186)	474	627	44	(18)	1 457	1 028
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	1 177	1 180	206	228	89	106	6	62	1 478	1 576

(1) Au premier trimestre de 2012, la Société a effectué un examen de la présentation des transactions d'achat et de vente du secteur Sables pétrolifères. Il a été établi qu'il était plus approprié de présenter au montant net certaines transactions antérieurement présentées au montant brut.

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)	Trimestre clos le 31 mars 2011
Produits des activités ordinaires, montant brut	(313)
Achats de pétrole brut et d'autres produits	(313)
Résultat net	—

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2012	Trimestres clos les 31 mars 2011
Activités de gestion des risques	(7)	(18)
Commerce d'énergie		
Variation de la juste valeur des contrats	100	23
Profits (pertes) latents à l'évaluation des stocks	(19)	41
Produit financier et produit d'intérêt	18	72
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	9	12
Autres	4	2
	105	132

5. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ».

(en millions de dollars)	2012	Trimestres clos les 31 mars 2011
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	40	43
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	112	228
	152	271

6. OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

En 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.

Au cours du trimestre, la Société a racheté 5,5 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 183 M\$. Une tranche de 71 M\$ de ce montant a été imputée au capital-actions et une tranche de 112 M\$, aux résultats non distribués.

Au 31 mars 2012, la Société a comptabilisé un passif de 110 M\$ pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction des opérations de négociation de titres à l'interne prévue aux termes d'une convention de rachat d'actions automatique conclue avec un courtier indépendant. Du passif comptabilisé, 44 M\$ ont été imputés au capital-actions et 66 M\$, aux résultats non distribués.

Aux troisième et quatrième trimestres de 2011, la Société a racheté 17,1 millions de ses actions pour une contrepartie totalisant 500 M\$ aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités annoncée en août 2011. Une tranche de 222 M\$ de ce montant a été imputée au capital-actions et une tranche de 278 M\$, aux résultats non distribués.

7. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Intérêts sur la dette	162	161
Intérêts capitalisés	(158)	(100)
Charge d'intérêts	4	61
Désactualisation	46	38
Profit de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(146)	(186)
Pertes de change et autres	14	38
	(82)	(49)

8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a pratiquement adopté une hausse de 12 % du taux d'imposition s'appliquant aux profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni. La Société a donc comptabilisé une hausse de 442 M\$ de la charge d'impôt différé relativement à la réévaluation des soldes d'impôt différé.

9. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2012	31 mars 2011
Résultat net	1 457	1 028
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 561	1 570
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	6	11
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 567	1 581
(dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	0,93	0,65
Résultat dilué par action	0,93	0,65

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de 12 mois close le
	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2011
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	341,1	356,8	362,5	277,2	360,6	339,3
Production, à l'exclusion de Syncrude						
Total (kb/j)	305,7	326,5	326,6	243,4	322,1	304,7
Firebag (kb/j de bitume)	83,6	71,7	54,8	56,4	55,2	59,5
MacKay River (kb/j de bitume)	31,0	29,7	29,0	29,4	32,1	30,0
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	89,5	109,9	80,4	50,5	101,0	85,5
Diesel	32,8	36,1	30,7	11,5	18,5	24,3
Brut léger sulfureux	183,0	158,1	194,6	146,8	183,0	170,6
Bitume	27,5	14,5	24,0	34,0	23,7	24,0
Total des ventes	332,8	318,6	329,7	242,8	326,2	304,4
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/b)						
Brut léger peu sulfureux	98,57	103,51	95,75	107,96	90,47	98,50
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	88,14	94,07	81,65	85,98	79,05	84,93
Total	90,95	97,33	85,09	90,56	82,59	88,74
Charges opérationnelles (\$/b)						
Charges décaissées	36,25	37,05	34,35	45,90	33,35	37,10
Gaz naturel	1,85	1,95	1,40	2,50	2,10	1,95
Charges opérationnelles décaissées* ⁽²⁾	38,10	39,00	35,75	48,40	35,45	39,05
Frais de démarrage de projets	0,05	0,70	1,95	2,05	1,30	1,45
Total des charges opérationnelles décaissées ⁽³⁾	38,15	39,70	37,70	50,45	36,75	40,50
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	14,15	11,55	9,90	13,10	8,30	10,55
Total des charges opérationnelles ⁽⁴⁾	52,30	51,25	47,60	63,55	45,05	51,05
Charges opérationnelles – production de bitume <i>in situ</i> seulement (\$/b)						
Charges décaissées	18,80	23,75	21,25	18,30	16,35	20,10
Gaz naturel	3,65	5,15	5,55	5,65	5,40	5,40
Charges opérationnelles décaissées* ⁽⁵⁾	22,45	28,90	26,80	23,95	21,75	25,50
Frais de démarrage de projets**	(1,25)	0,50	6,30	5,20	4,20	3,90
Total des charges opérationnelles décaissées ⁽⁶⁾	21,20	29,40	33,10	29,15	25,95	29,40
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	8,55	9,90	7,05	6,30	5,65	7,35
Total des charges opérationnelles ⁽⁷⁾	29,75	39,30	40,15	35,45	31,60	36,75
Production de Syncrude						
(kb/j)	35,4	30,3	35,9	33,8	38,5	34,6
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/b)	98,82	105,33	98,35	111,86	93,33	101,80
Charges opérationnelles*** (\$/b)						
Charges décaissées	32,25	45,85	38,20	37,40	34,90	38,80
Gaz naturel	1,25	1,65	1,45	1,70	1,85	1,65
Charges opérationnelles décaissées* ⁽²⁾	33,50	47,50	39,65	39,10	36,75	40,45
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées ⁽³⁾	33,50	47,50	39,65	39,10	36,75	40,45
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	14,80	16,05	11,75	14,10	20,25	15,60
Total des charges opérationnelles ⁽⁴⁾	48,30	63,55	51,40	53,20	57,00	56,05

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de
	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	12 mois close le 31 déc. 2011
Exploration et production						
Production totale (kbep/j)	221,2	219,7	183,5	182,8	240,7	206,7
Amérique du Nord (activités terrestres)						
Production						
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	323	335	346	370	379	357
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	5,8	5,0	4,8	5,3	5,4	5,1
Production totale (Mpi ³ e/j)	358	365	375	402	411	388
Prix de vente moyen ⁽¹⁾						
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,42	3,18	3,52	3,75	3,72	3,55
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	84,34	90,58	83,98	88,90	77,85	85,30
Côte Est du Canada						
Production (kb/j)						
Terra Nova	19,6	14,3	19,4	14,4	16,9	16,2
Hibernia	28,7	30,2	32,0	32,1	29,2	30,9
White Rose	17,0	18,9	17,7	18,5	18,9	18,5
	65,3	63,4	69,1	65,0	65,0	65,6
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/b)	116,83	111,77	111,30	112,19	104,01	108,42
International						
Production (kbep/j)						
<i>Mer du Nord</i>						
Buzzard	57,0	55,0	33,1	32,7	50,3	42,9
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	15,4	3,8
<i>Autres – International</i>						
Libye	39,2	24,6	—	—	24,1	12,1
Syrie	—	15,9	18,8	18,1	17,4	17,6
	96,2	95,5	51,9	50,8	107,2	76,4
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/bep)						
Buzzard	111,83	106,41	111,60	113,24	94,12	105,18
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	92,49	92,49
Autres – International	118,47	102,42	93,94	91,42	91,92	95,76

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de 12 mois close le
	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2011
Raffinage et commercialisation						
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)						
Carburants de transport						
Essence	19,2	20,1	21,4	20,9	21,1	20,9
Distillats	11,2	12,2	12,7	12,8	13,4	12,8
Total des ventes de carburants de transport	30,4	32,3	34,1	33,7	34,5	33,7
Produits pétrochimiques	2,2	1,7	2,3	2,2	2,3	2,1
Asphalte	1,6	2,2	3,5	2,2	1,7	2,4
Autres	4,4	4,6	4,4	6,2	6,1	5,3
Total des ventes de produits raffinés	38,6	40,8	44,3	44,3	44,6	43,5
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	30,3	30,7	32,3	31,9	33,1	32,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	86	90	94	94	97	94
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)						
Carburants de transport						
Essence	19,4	19,7	19,7	18,6	17,0	18,8
Distillats	18,4	17,5	18,7	16,2	17,9	17,6
Total des ventes de carburants de transport	37,8	37,2	38,4	34,8	34,9	36,4
Asphalte	1,2	1,1	1,9	1,2	0,5	1,2
Autres	2,5	2,5	2,1	1,9	2,0	2,0
Total des ventes de produits raffinés	41,5	40,8	42,4	37,9	37,4	39,6
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	36,4	32,8	36,2	27,0	35,3	32,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	98	90	100	75	97	91

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de
	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	12 mois close le 31 déc. 2011
Revenus nets						
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi³e)						
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	3,98	4,54	4,82	5,15	4,72	4,81
Redevances	(0,24)	(0,48)	(0,48)	(0,54)	(0,44)	(0,48)
Frais de transport	(0,27)	(0,23)	(0,26)	(0,25)	(0,20)	(0,23)
Charges opérationnelles	(1,48)	(1,66)	(1,71)	(1,35)	(1,49)	(1,55)
Revenus opérationnels nets	1,99	2,17	2,37	3,01	2,59	2,55
Côte Est du Canada (\$/b)						
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	118,25	114,35	112,84	114,23	105,84	110,31
Redevances	(34,72)	(36,95)	(33,56)	(34,99)	(32,04)	(34,49)
Frais de transport	(1,42)	(2,58)	(1,54)	(2,04)	(1,83)	(1,89)
Charges opérationnelles	(8,53)	(9,36)	(6,69)	(7,26)	(8,14)	(8,04)
Revenus opérationnels nets	73,58	65,46	71,05	69,94	63,83	65,89
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)						
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	114,13	108,43	113,65	115,21	96,09	107,18
Frais de transport	(2,30)	(2,02)	(2,05)	(1,97)	(1,97)	(2,00)
Charges opérationnelles	(4,80)	(3,64)	(6,34)	(6,66)	(3,50)	(4,71)
Revenus opérationnels nets	107,03	102,77	105,26	106,58	90,62	100,47
Mer du Nord – Autres (\$/bep)						
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	—	—	—	—	94,86	94,86
Frais de transport	—	—	—	—	(2,37)	(2,37)
Charges opérationnelles	—	—	—	—	(17,82)	(17,82)
Revenus opérationnels nets	—	—	—	—	74,67	74,67
International – Autres (\$/bep)						
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	118,84	102,68	94,23	91,67	92,28	96,06
Redevances	(67,13)	(54,06)	(46,89)	(41,35)	(64,12)	(54,69)
Frais de transport	(0,37)	(0,26)	(0,29)	(0,25)	(0,36)	(0,30)
Charges opérationnelles	(1,86)	(7,52)	(6,84)	(8,48)	(5,21)	(6,75)
Revenus opérationnels nets	49,48	40,84	40,21	41,59	22,59	34,32

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières mentionnées dans le Sommaire trimestriel des résultats opérationnels ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Suncor inclut les charges opérationnelles décaissées et totales par baril et les données sur les revenus nets afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance opérationnelle, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées séparément ni comme un substitut aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

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 et des frais de restructuration). 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 de projets. |
| (4) Charges opérationnelles totales | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie. |
| (5) Charges opérationnelles décaissées – production de bitume <i>in situ</i> | – 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 des frais de restructuration). Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement. |
| (6) Charges opérationnelles décaissées totales – production de bitume <i>in situ</i> | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées – production de bitume <i>in situ</i> , telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage de projets. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement. |
| (7) Charges opérationnelles totales – production de bitume <i>in situ</i> | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales – production de bitume <i>in situ</i> , telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement. |
| (8) Prix moyen obtenu | – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les frais de transport et les redevances, et exclut l'incidence des activités de couverture. |

Notes explicatives

- * Les charges opérationnelles décaissées antérieures ont été retraitées afin de rendre compte de la révision de la définition des charges opérationnelles décaissées. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.
- ** Les charges décaissées pour le démarrage de projets *in situ* pour le trimestre clos le 31 mars 2012 tiennent compte d'un ajustement au titre de la reprise de certains coûts qui n'auraient pas dû être présentés dans les frais de démarrage de projets en 2011.
- *** 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.
- **** En date du 1^{er} janvier 2012, la capacité nominale de la raffinerie de Montréal (Québec) est passée de 130 000 b/j à 137 000 b/j et celle de la raffinerie de Commerce City (Colorado), de 93 000 b/j à 98 000 b/j. Les taux d'utilisation n'ont pas été recalculés.

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



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