



DEUXIÈME TRIMESTRE 2012

Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 juin 2012

Résultats du deuxième trimestre de Suncor Énergie

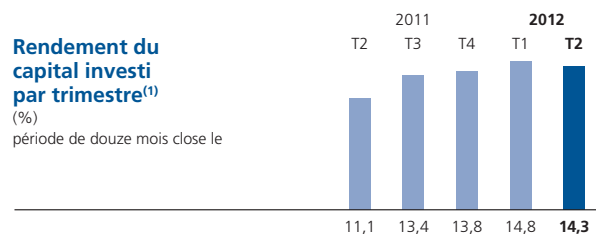
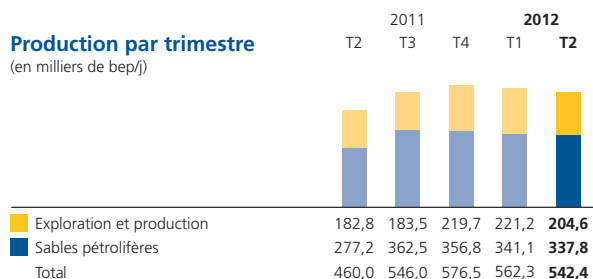
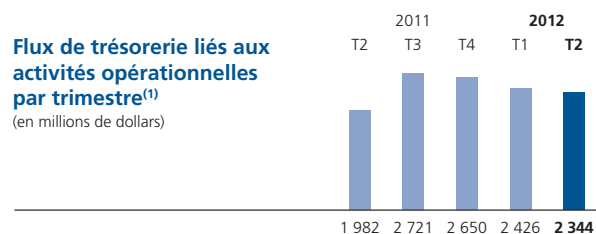
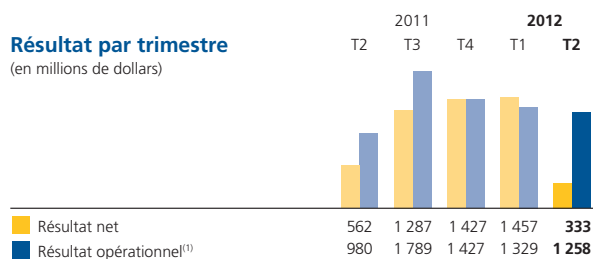
Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait 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 24 juillet 2012. Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat opérationnel⁽¹⁾ de 1,258 G\$ (0,81 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de l'exercice écoulé, en comparaison de 980 M\$ (0,62 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2011. Cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement des volumes de production tirée de nos activités en amont, conjugué à la hausse des marges et de l'utilisation des raffineries en aval, ces facteurs ayant été en partie compensés par la diminution des prix obtenus en amont.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles⁽¹⁾ se sont établis à 2,344 G\$ (1,51 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2012, contre 1,982 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2011. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui expliquent le résultat opérationnel.

Le résultat net s'est établi à 333 M\$ (0,21 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 562 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2011. Le rendement du capital investi⁽¹⁾ a atteint 14,3 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2012, contre 11,1 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2011.

La production totale en amont de Suncor s'est chiffrée en moyenne à 542 400 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 460 000 bep/j au deuxième 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 309 200 barils par jour (b/j) au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 243 400 b/j au deuxième trimestre de 2011. Cette hausse s'explique essentiellement par les travaux de maintenance planifiés qui ont été effectués à l'usine de valorisation 2 au trimestre correspondant de l'exercice précédent et par l'accroissement continu de la production provenant de Firebag en 2012, ces facteurs ayant été en partie compensés par un arrêt non planifié à l'usine de valorisation 2 au premier trimestre de 2012, arrêt qui s'est prolongé jusqu'au deuxième trimestre.

L'accroissement de la production des nouvelles plateformes de puits se déroule comme prévu à Firebag. La production de bitume tirée des activités de la Société à Firebag s'est établie en moyenne à 95 800 b/j au deuxième trimestre de 2012, contre 83 600 b/j au premier trimestre de 2012 et 56 400 b/j au deuxième trimestre de 2011. La production a également progressé grâce à la production de neuf puits intercalaires, laquelle a été traitée aux nouvelles installations de traitement centralisé dont la capacité a été dépassée au cours de la période d'accroissement de la production de la troisième phase.

Les charges opérationnelles décaissées⁽¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) ont diminué pour s'établir à 39,00 \$ par baril au deuxième trimestre de 2012 et à 38,55 \$ par baril pour le premier semestre de 2012, en comparaison de 48,40 \$ par baril au deuxième trimestre de 2011 et de 41,05 \$ par baril pour le premier semestre de 2011. La diminution des charges opérationnelles décaissées par baril s'explique principalement par l'augmentation des volumes de production, le recul des coûts liés aux travaux de maintenance et des coûts énergétiques liés au gaz naturel et l'efficacité accrue découlant du prolongement de la mine dans la région de North Steepbank.

« L'accroissement de la production tirée de Firebag et de North Steepbank démontre clairement nos progrès sur le plan de l'excellence opérationnelle et la gestion des coûts, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Notre objectif est d'augmenter de façon constante l'efficacité, la fiabilité et la production. »

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude représente un volume de production moyen de 28 600 b/j pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 33 800 b/j pour le trimestre correspondant de 2011. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés et non planifiés en 2012.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 204 600 bep/j au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 182 800 bep/j pour le trimestre correspondant de 2011. Cette progression est essentiellement attribuable à la reprise des activités en Libye et à l'amélioration de la fiabilité à Buzzard, ces facteurs ayant été en partie neutralisés par l'arrêt continu des activités de la Société en Syrie en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales, ainsi que par le lancement des programmes de maintenance hors station à Terra Nova et à White Rose.

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a affiché des ventes de produits raffinés totalisant en moyenne 87 500 mètres cubes par jour (m³/j) pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 82 200 m³/j pour le deuxième trimestre de 2011. Le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 94 % au deuxième trimestre de 2012, et les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord ont fonctionné à plein rendement. Au deuxième trimestre de 2012, les charges d'alimentation des raffineries terrestres de Suncor ont diminué par suite d'une baisse de l'ensemble des prix du pétrole brut et de l'augmentation des escomptes des prix du marché par rapport au West Texas Intermediate (WTI).

« La capacité de Suncor de dégager un résultat opérationnel et des flux de trésorerie élevés malgré l'augmentation de l'escompte par rapport au prix du WTI témoigne de la solidité et de la valeur de notre modèle d'affaires intégré, explique M. Williams. Grâce à cette exposition réduite à la volatilité des prix sur le marché et au rendement exceptionnel de nos raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord, Suncor a été en mesure d'afficher des résultats financiers stables au deuxième trimestre. »

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

Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles

Suncor poursuit sa stratégie de croissance, en mettant l'accent sur l'agrandissement de la quatrième phase de Firebag et les projets de son secteur Coentreprises des Sables pétrolifères. Les travaux de construction de la quatrième phase de Firebag se sont déroulés comme prévu pendant le deuxième trimestre. La Société prévoit commencer à injecter de la vapeur dans les nouvelles plateformes de puits au quatrième trimestre de 2012 et mettre ces installations en production au début du premier trimestre de 2013. Elle prévoit aussi présenter en 2013 un plan de mise en valeur pour chacun des projets de l'usine de valorisation Voyageur, de la mine Fort Hills et de la mine Joslyn North 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.

Suncor a aussi poursuivi la mise en œuvre d'autres projets d'investissement stratégique. La Société a terminé le projet d'infrastructure de gestion des résidus (TRO^{MC}), qui est entrée en service. Dans le cadre du procédé TRO^{MC}, les résidus fins fluides sont transformés plus rapidement en sols fermes pouvant être remis en état. Toujours dans notre secteur Sables pétrolifères, la Société procède actuellement au démarrage de l'unité d'hydrotraitement et de l'usine d'hydrogène du nouveau projet Millennium Naphtha Unit (MNU), qui devrait fonctionner à plein régime au troisième trimestre de 2012. La Société prévoit que le projet MNU stabilisera la capacité de valorisation secondaire et donnera plus de souplesse pendant les activités de maintenance visant les unités de valorisation secondaires au cours des trimestres à venir.

« Nous progressons sans cesse dans nos projets d'investissement, explique M. Williams. Le degré d'avancement de nos travaux de construction de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, qui sont achevés à 90 %, et l'implantation de l'infrastructure TRO^{MC} témoignent de notre approche disciplinée en matière d'exécution de projet. Je suis particulièrement fier de nos réalisations concernant le procédé TRO^{MC} : ce projet constitue une nouvelle avancée pour le secteur de l'extraction des sables pétrolifères. Cette nouvelle technologie et les dépenses en immobilisations de la Société en vue de restructurer les activités de traitement des résidus permettront à Suncor d'annuler la construction de cinq nouveaux bassins de résidus. »

Dans le secteur Côte Est du Canada, l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a approuvé la demande concernant le plan de développement d'Hebron. Suncor s'attend à ce que les propriétaires des coentreprises du projet Hebron prennent une décision définitive quant à l'autorisation des dépenses à la fin de 2012 ou au début de 2013. 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, a commencé en juin. Les travaux prévus comprennent le remplacement de la tête d'injection d'eau du navire PSD et le remplacement de l'infrastructure sous-marine entrepris pour tenter de régler les problèmes liés à la présence de sulfure d'hydrogène. Le programme de maintenance hors station prolongé d'une durée estimative de 18 semaines du navire PSD de White Rose, qui vise à régler les problèmes du système de propulsion du navire PSD, a commencé en mai. Les deux programmes de maintenance se déroulent dans les délais prévus.

Du côté des activités extracôtiers du secteur International, l'amélioration de la fiabilité de Buzzard s'est traduite par des volumes de production de 57 900 bep/j au deuxième trimestre de 2012. Au large de la Norvège, le deuxième puits d'évaluation portant sur le nouveau gisement découvert dans la zone Beta n'a pas permis de trouver d'hydrocarbures. Ce puits a été foré dans le cadre d'un programme d'évaluation continu qui comprend les projets d'acquisition de nouvelles données sismiques et de forage d'autres puits d'évaluation en 2013 et en 2014.

En ce qui a trait aux autres activités du secteur International, le cas de force majeure aux termes des obligations contractuelles de la Société en Libye a été levé, y compris en ce qui a trait à ses activités de prospection. Suncor évalue actuellement sa capacité de reprendre ses activités de prospection au deuxième semestre de 2012. Elle est toujours en discussion avec National Oil Corporation et ses partenaires de coentreprises, tandis que la reprise et la stabilisation de la production se poursuivent. La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 42 700 bep/j au cours du deuxième trimestre de 2012.

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 en 2012. La situation ne s'étant pas améliorée en Syrie, la Société n'a aucune certitude quant au moment où les activités pourront reprendre, ni même si cela sera possible. En se fondant sur une évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus en fonction de divers scénarios, la Société a constaté des pertes de valeur et de sorties de 694 M\$ à l'égard de ses actifs en Syrie au deuxième trimestre de 2012. Compte tenu de ces ajustements, la valeur comptable de l'actif net de Suncor en Syrie s'est établie à environ 250 M\$ au 30 juin 2012.

Dans le secteur Amérique du Nord (activités terrestres), la production de certains champs du nord-est de la Colombie-Britannique et du sud-est de l'Alberta a été interrompue en raison de la diminution des prix du gaz naturel et de la fermeture définitive de l'usine de traitement d'un tiers. Ces champs ont représenté une production supplémentaire d'environ 23 millions de pieds cubes par jour d'équivalent de gaz naturel au deuxième trimestre de 2011.

Suncor poursuit son programme visant à redistribuer de la valeur aux actionnaires. Au 20 juillet 2012, la Société avait redistribué, depuis le début de 2012, 1,237 G\$ aux actionnaires dans le cadre de rachats d'actions d'une valeur de 872 M\$ et de versements de dividendes de 365 M\$. À l'heure actuelle, la société est autorisée à racheter au plus 1 G\$ de ses actions ordinaires en 2012. Le dividende du deuxième trimestre de la Société s'est établi à 0,13 \$ par action ordinaire, contre 0,11 \$ au premier trimestre de 2012, ce qui représente une hausse de 18 %.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé les prévisions qu'elle avait publiées le 30 avril 2012. Les principaux changements apportés aux prévisions de la Société comprennent ce qui suit :

- Une augmentation de la production prévue pour le secteur International, par suite de la reprise de la production en Libye et de l'arrêt des activités en Syrie.
- Un rétrécissement des fourchettes dans les prévisions concernant la production du secteur Sables pétrolifères, qui reflète les travaux de maintenance non planifiés aux installations de valorisation au cours du premier semestre de 2012. Les changements de prévision des ventes de pétrole brut synthétique et de bitume rendent compte de la modification de la composition des ventes pour le premier semestre de 2012.
- Une diminution des prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères est attribuable à l'augmentation de la proportion globale de ventes de bitume pour le premier semestre de 2012 et à l'accroissement des escomptes par rapport au prix de référence pour le pétrole brut provenant l'Ouest canadien, situation qui reflète les prévisions concernant les conditions du marché. 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.

	Prévisions pour l'exercice complet établies au 30 avril 2012	Prévisions pour l'exercice complet modifiées au 24 juillet 2012	Résultats réels pour le semestre clos le 30 juin 2012
Production totale de Suncor (bep/j)	530 000 – 580 000	540 000 – 580 000	552 200
Sables pétrolifères ⁽¹⁾ (b/j)			
Production	325 000 – 355 000	325 000 – 345 000	307 500
Ventes			
Pétrole brut synthétique	299 000 – 327 000	280 000 – 295 000	271 000
Diesel	10 %	10 %	11 %
Peu sulfureux	35 %	35 %	35 %
Sulfureux	55 %	55 %	54 %
Bitume	26 000 – 28 000	45 000 – 50 000	42 100
Prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut	WTI à Cushing moins 10,00 \$ CA à 15,00 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 13,00 \$ CA à 18,00 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 13,63 \$ CA le baril
International			
Production (bep/j)	67 000 – 75 000	77 000 – 85 000	98 300

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

Des hypothèses prévisionnelles ont aussi été modifiées. Pour plus de détails concernant les prévisions révisées 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		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Résultat net déjà présenté	333	562	1 790	1 590
Perte (profit) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	143	(54)	15	(216)
Pertes de valeur ⁽²⁾	694	514	694	514
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁽³⁾	88	—	88	442
(Profit) perte à la cession d'actifs importants	—	(42)	—	128
Résultat opérationnel	1 258	980	2 587	2 458

(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.

(2) L'ajustement pour 2012 reflète la dépréciation d'actifs en Syrie. L'ajustement pour 2011 reflète la dépréciation d'actifs en Libye.

(3) L'ajustement pour 2012 rend compte de l'élimination de la réduction prévue du taux général d'imposition des sociétés en Ontario. L'ajustement de 2011 rend compte de l'augmentation du taux d'imposition britannique des profits tirés d'activités pétrolières et gazières en mer du Nord.

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-après. 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 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 au deuxième semestre de 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 devrait avoir une incidence sur les activités d'extraction jusqu'au 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 du secteur Sables pétrolifères sont tributaires de la réussite du démarrage de l'usine d'hydrogène du projet 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 d'extraction, usines de valorisation, raffineries, pipelines ou plateformes extracôtières.
- Les travaux de maintenance planifiés. La production prévue, y compris les taux de pétrole brut synthétique, 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, 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 socioéconomique.

RAPPORT DE GESTION

Le 24 juillet 2012

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 deuxième trimestre	9
3. Aperçu de Suncor	10
4. Information financière consolidée	13
5. Résultats sectoriels et analyse	20
6. Mise à jour des dépenses en immobilisations	38
7. Situation financière et situation de trésorerie	41
8. Données financières trimestrielles	44
9. Autres éléments	47
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	49
11. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	53

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.

Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. 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 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
kip ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Secteurs financier et des affaires</u>	
kip ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	T2	Trimestre clos le 30 juin
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	CUM	Semestre clos le 30 juin
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	WTI	West Texas Intermediate
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	WCS	Western Canada Select
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour	PBS	Pétrole brut synthétique
m ³	mètres cubes	NYMEX	New York Mercantile Exchange
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; les risques liés à l'obtention de permis, à la main-d'œuvre et à l'équipement; ainsi que les 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 touchant 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 DEUXIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du deuxième trimestre

- Le résultat net consolidé s'est établi à 333 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 562 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011.
- Le résultat opérationnel⁽¹⁾ s'est établi à 1,258 G\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 980 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Cette hausse du résultat opérationnel est principalement attribuable à l'accroissement des volumes de production en amont ainsi qu'à l'augmentation des marges et de la cadence de production de la raffinerie en aval, partiellement contrebalancés par la baisse des prix obtenus en amont.
- Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles⁽¹⁾ se sont chiffrés à 2,344 G\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 1,982 G\$ pour le deuxième trimestre de 2011.
- Le RCI⁽¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 14,3 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2012, en hausse comparativement à celui de 11,1 % dégagé pour la période de 12 mois close le 30 juin 2011.
- La dette nette s'établissait à 5,624 G\$ au 30 juin 2012, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011.

• **Allègement des répercussions de la volatilité des marchés grâce au modèle intégré de Suncor.** Malgré l'augmentation de l'escompte par rapport au prix du WTI enregistrée pour l'ensemble de la production du secteur Sables pétrolifères, Suncor a comptabilisé un résultat opérationnel appréciable et d'importants flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, grâce surtout à l'intégration des actifs du secteur Raffinage et commercialisation et à l'excellente fiabilité des actifs de raffinage, dont témoigne le fort taux d'utilisation des raffineries dans l'ouest de l'Amérique du Nord, lesquelles ont fonctionné à plein régime pendant le trimestre.

• **Accroissement de la production provenant des nouvelles plateformes de puits liées au projet Firebag, selon le calendrier prévu.** La production de bitume provenant du projet Firebag de la Société s'est établie en moyenne à 95 800 b/j pour le deuxième trimestre de 2012, contre 83 600 b/j pour le premier trimestre de 2012 et 56 400 b/j pour le deuxième trimestre de 2011. Cette hausse de la production est également attribuable au volume de production tiré de neuf puits intercalaires, qui a été traité aux nouvelles installations de traitement centralisé de la Société, dont la capacité a été dépassée au cours de la période d'accroissement de la production de la troisième phase.

(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.

- **Réalisation des activités liées au projet TRO^{MC}.** Suncor a achevé la mise en service de son projet d'évacuation des eaux usées et de gestion des résidus (TRO^{MC}). Les nouvelles infrastructures construites comprennent des conduits, des stations de pompage et des chalands destinés au transbordement des liquides, qui serviront au pompage et à l'acheminement continu des eaux usées vers un lit de sable où la technologie TRO^{MC} de la Société permettra de sédimenter puis d'assécher les résidus, ce qui accélérera les activités de remise en état.
- **Déploiement des programmes de maintenance hors station au large de la côte Est.** Les navires de production, de stockage et de déchargement (« navires PSD ») de Terra Nova et de White Rose ont été mis hors fonction et transportés vers les installations de carénage où ils subiront des travaux de maintenance planifiés. La reprise de la production est prévue pour le troisième trimestre de 2012 à White Rose et pour le quatrième trimestre de 2012 à Terra Nova. Les travaux liés à ces deux programmes de maintenance se déroulent actuellement selon le calendrier établi.
- **Dépréciation des actifs en Syrie.** La Société a comptabilisé des pertes de valeur et des sorties de 694 M\$ à l'égard de ses actifs en Syrie. Compte tenu de la détérioration du contexte politique dans ce pays, la Société ignore toujours si et quand elle pourra y reprendre ses activités, qui ont été interrompues à la fin de 2011 au moment où elle a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles.
- **Poursuite du programme de rachat d'actions de Suncor.** Depuis l'annonce de son premier programme de rachat d'actions au troisième trimestre de 2011, Suncor a racheté plus de 46 millions de ses actions ordinaires et redistribué 1,372 G\$ à ses actionnaires. Au deuxième trimestre de 2012, la Société a racheté une tranche de 549 M\$ de ses actions ordinaires.

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 TRO^{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 (51,0 %), 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 12,0 % 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 20,0 % 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 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.

En raison de l'agitation politique 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 et du pétrole brut classique.

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 commercialisation et de négociation de l'énergie et à l'approvisionnement en énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

- Les participations de la Société dans des projets d'**énergie renouvelable** comprennent six projets d'énergie éolienne en exploitation, 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'autoassurance 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

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Résultat net				
Sables pétrolifères	356	371	963	976
Exploration et production	(430)	(212)	(98)	(398)
Raffinage et commercialisation	499	313	973	940
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	(92)	90	(48)	72
Total	333	562	1 790	1 590
Résultat opérationnel⁽¹⁾				
Sables pétrolifères	426	371	1 033	1 065
Exploration et production	287	260	619	597
Raffinage et commercialisation	514	313	988	940
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	31	36	(53)	(144)
Total	1 258	980	2 587	2 458
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles⁽¹⁾				
Sables pétrolifères	943	733	2 061	1 870
Exploration et production	656	682	1 333	1 265
Raffinage et commercialisation	708	500	1 449	1 429
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	37	67	(73)	(189)
Total	2 344	1 982	4 770	4 375

Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	337,8	277,2	339,5	318,6
Exploration et production (kbep/j)	204,6	182,8	212,7	211,5
Total	542,4	460,0	552,2	530,1
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	91/9	84/16	91/9	86/14
Prix moyens obtenus par secteur				
Sables pétrolifères (\$/b)	79,70	93,16	86,07	87,82
Exploration et production (\$/kbep)	82,25	79,37	87,19	78,81

(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 deuxième trimestre de 2012 s'est établi à 333 M\$, contre 562 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Le résultat net de Suncor pour le premier semestre de 2012 s'est élevé à 1,790 G\$, en comparaison de 1,590 G\$ pour le premier semestre 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 semestre de 2011 et le premier semestre de 2012, notamment ceux décrits ci-après.

- La perte de change latente après impôt comptabilisée à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains s'est établie à 143 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012 et à 15 M\$ pour le premier semestre 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 américains de 54 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011 et de 216 M\$ pour le premier semestre de 2011.
- Au deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur et des sorties après impôt de 694 M\$ liées à ses activités en Syrie, qui ont été interrompues en décembre 2011 en raison de l'agitation politique dans ce pays et des sanctions imposées à celui-ci. Des précisions sur ces ajustements sont fournies à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Exploration et production » du présent rapport de gestion. Au deuxième trimestre de 2011, la Société avait comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 514 M\$ liées à ses actifs en Libye, en raison de l'agitation politique qu'avait connue le pays en 2011 et des sanctions internationales qui en avaient découlé, par suite desquelles Suncor avait dû interrompre la production à tous ses emplacements de puits en Libye durant la majeure partie de 2011.
- Depuis l'adoption du budget de la province d'Ontario le 20 juin 2012, le taux général d'imposition des sociétés a été gelé à 11,5 %, alors qu'il devait être ramené à 10,0 % d'ici à 2014 selon ce que prévoyait une mesure quasi adoptée précédemment. En conséquence, la Société a dû ajuster ses soldes d'impôt différé afin d'annuler l'effet de la réduction du taux d'impôt, ce qui s'est traduit par la comptabilisation, au deuxième trimestre de 2012, d'un ajustement ponctuel négatif du résultat net de 88 M\$.
- 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 50,0 % à 59,3 % en 2011, et il passera à 62,0 % 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\$ pour le premier trimestre de 2011.
- Au cours du deuxième trimestre de 2011, la Société s'est départie d'actifs non essentiels du secteur Exploration et production, ce qui a donné lieu à des profits sur cession de 42 M\$ après impôt. Pour le premier semestre de 2011, la Société a comptabilisé des pertes après impôt de 39 M\$ découlant de la cession d'actifs de son secteur Exploration et production, ainsi que des pertes après impôt de 89 M\$ découlant de la cession d'une partie de sa participation dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur et le projet d'exploitation minière Fort Hills.

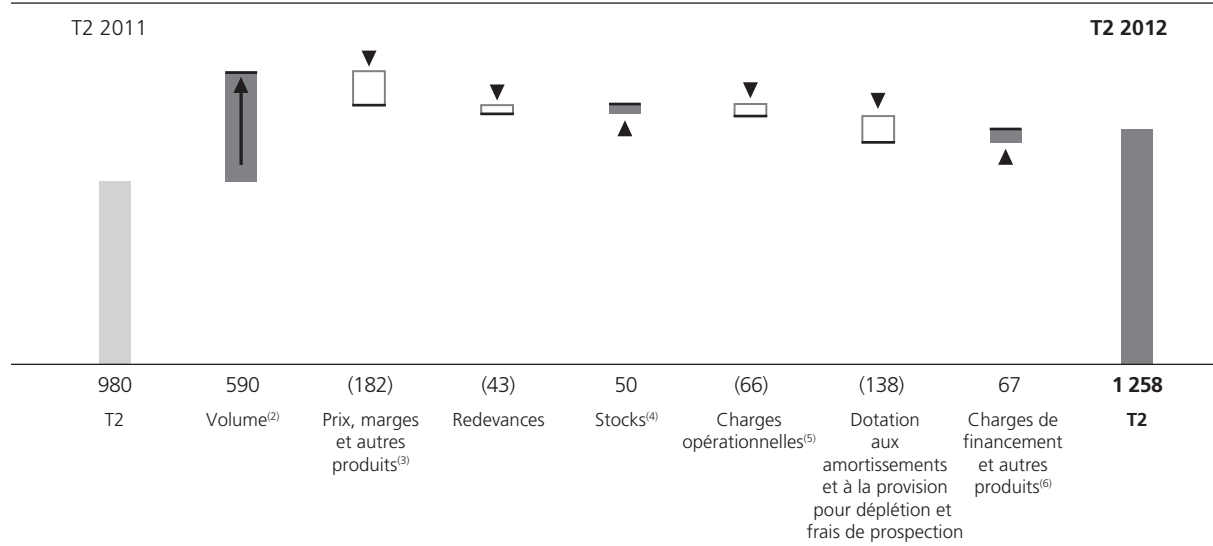
Résultat opérationnel**Rapprochement du résultat opérationnel consolidé⁽¹⁾**

(en millions de dollars)	2012	Trimestres clos les 30 juin 2011	2012	Semestres clos les 30 juin 2011
Résultat net présenté	333	562	1 790	1 590
Perte (profit) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	143	(54)	15	(216)
Pertes de valeur et sorties	694	514	694	514
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	88	—	88	442
(Profit) perte sur cessions importantes	—	(42)	—	128
Résultat opérationnel	1 258	980	2 587	2 458

(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 l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit 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 pétrolières 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 des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles de la Société, 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.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 1,258 G\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 980 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Les facteurs positifs qui ont influé sur le résultat opérationnel du deuxième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011 comprennent les suivants :

- Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a grimpé pour passer de 277 200 b/j à 337 800 b/j, hausse essentiellement attribuable aux importants travaux de maintenance planifiés qui se sont déroulés à l'usine de valorisation 2 de la Société au deuxième trimestre de 2011 et à l'accroissement de la production tirée de la troisième phase d'agrandissement de Firebag qui a été enregistré au deuxième trimestre de 2012.
- Le volume de production du secteur Exploration et production a augmenté pour passer de 182 800 bep/j à 204 600 bep/j, du fait surtout de la reprise des activités en Libye et de la fiabilité accrue de la production à Buzzard, partiellement contrebalancées par l'interruption des activités de la Société en Syrie attribuable à l'agitation politique dans ce pays et aux sanctions internationales prises contre celui-ci et par le début des programmes de maintenance hors station menés à Terra Nova et à White Rose.
- Le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 94 % pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 84 % pour la période correspondante de 2011. Trois des quatre raffineries de la Société avaient subi des travaux de maintenance planifiés au deuxième trimestre de l'exercice précédent. L'augmentation du taux d'utilisation des raffineries a donné lieu à des marges plus importantes sur les ventes de produits raffinés réalisées dans le cadre des activités de commercialisation de la Société.
- Les marges de raffinage ont augmenté au deuxième trimestre de 2012, grâce surtout à l'augmentation des marges de craquage et à la diminution du coût des charges d'alimentation se rapportant à la production de pétrole brut canadienne, qui s'est vendue à plus fort escompte par rapport au prix du WTI. Cette augmentation a été partiellement neutralisée par l'incidence défavorable qu'a eue la diminution des prix du brut au deuxième trimestre de 2012, par opposition à l'incidence favorable qu'avait eue l'augmentation des prix du brut au deuxième trimestre de 2011. Lorsque le prix du brut est à la baisse, les stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé sont vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement moins élevé.
- Pour le deuxième trimestre de 2012, les résultats tiennent compte des marges tirées de la vente de stocks provenant du large de la côte Est du Canada, lesquels se sont dégarnis par suite de la baisse de production qui a résulté des programmes de maintenance hors station mis en œuvre dans cette région.
- Les charges de financement et les autres produits ont été favorables au deuxième trimestre de 2012, grâce surtout aux profits de change inscrits par le secteur Exploration et production et à l'amélioration du résultat dégagé par le secteur Commerce de l'énergie.

Ces facteurs positifs ont été partiellement neutralisés par les facteurs suivants :

- Le prix moyen obtenu pour la production de pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères a été moins élevé au deuxième trimestre de 2012, en raison surtout de la baisse des prix de référence, de l'augmentation de l'escompte par rapport au prix du WTI pour la production de pétrole brut canadienne et de l'élargissement de l'écart de prix léger/lourd. Dans le secteur Exploration et production, les prix moyens obtenus pour la production provenant du large de la côte Est du Canada, de Buzzard et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont également reculé, à l'instar des prix de référence.
- Les redevances ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2012, en raison surtout de la reprise de la production en Libye. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par la diminution des redevances dans le secteur Sables pétrolifères, qui s'explique essentiellement par le fléchissement du prix du bitume servant à déterminer les redevances applicables aux activités d'extraction minière de la Société dans le secteur Sables pétrolifères.
- Les charges opérationnelles ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2012, en raison principalement des activités qui ont été entreprises au cours du trimestre écoulé relativement à l'incendie survenu à un site de forage en Colombie-

Britannique au premier trimestre de 2012 et du montant moins élevé inscrit au titre du recouvrement de la charge de rémunération fondée sur des actions en raison de la baisse plus modeste du cours de l'action ordinaire de la Société au deuxième trimestre de 2012 comparativement au deuxième trimestre de 2011. L'incidence sur les différents secteurs de la Société de la charge de rémunération fondée sur des actions après impôt de 41 M\$ comptabilisée au deuxième trimestre de 2012 s'est répartie comme suit : 13 M\$ pour le secteur Siège social, commerce de l'énergie et éliminations; 16 M\$ pour le secteur Sables pétrolifères; 9 M\$ pour le secteur Raffinage et commercialisation; et 3 M\$ pour le secteur Exploration et production. Les charges opérationnelles du deuxième trimestre de 2011 comprenaient un recouvrement de la charge de rémunération fondée sur des actions de 68 M\$ après impôt.

- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été plus élevée au deuxième 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 du projet d'infrastructure TROMC, et des coûts capitalisés dans le cadre des travaux de maintenance planifiés exécutés au deuxième trimestre de 2011.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 2,587 G\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison de 2,458 G\$ pour le premier semestre de 2011. Cette augmentation tient essentiellement à la hausse des volumes de production en amont et à l'augmentation des marges de raffinage, partiellement neutralisées par la hausse des redevances en Libye et par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion liée au secteur Sables pétrolifères.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,344 G\$ au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 1,982 G\$ au deuxième trimestre de 2011. Cette augmentation tient essentiellement à la hausse des volumes de production en amont et à l'augmentation des marges et de la cadence de raffinage, partiellement contrebalancées par le fléchissement des prix moyens obtenus et par l'augmentation des redevances et des charges opérationnelles.

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles se sont établis à 4,770 G\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison de 4,375 G\$ pour le premier semestre de 2011. Cette augmentation tient principalement à la hausse des volumes de production en amont et des prix moyens obtenus, partiellement neutralisée par 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		Moyenne pour les semestres clos les	
		2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	93,50	102,55	98,20	98,35
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	108,90	117,30	113,65	111,15
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	9,85	14,05	9,65	14,85
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	84,45	103,85	88,65	96,15
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/baril	22,90	17,65	22,15	20,25
Condensat à Edmonton	\$ US/baril	99,40	112,40	104,70	105,40
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,85	3,75	2,15	3,80
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	31,95	29,25	28,90	24,35
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	27,85	29,70	23,35	23,10
Portland, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	37,90	29,35	32,80	25,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	29,30	27,30	27,35	22,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,99	1,03	0,99	1,02
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,98	1,04	0,98	1,04

(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, ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'ouest du Canada. Le prix moyen du WTI a diminué au deuxième trimestre de 2012 pour se fixer à 93,50 \$ US le baril, comparativement à 102,55 \$ US le baril au deuxième trimestre de 2011. Le cours du WTI a diminué, passant de 105 \$ US le baril au début de deuxième trimestre de 2012 à 80 \$ US le baril à la fin du même trimestre.

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 diminué pour le deuxième trimestre de 2012, s'établissant en moyenne à 84,45 \$ le baril, en comparaison de 103,85 \$ le baril pour le deuxième 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 sur les prix obtenus pour le bitume. Au deuxième trimestre de 2012, les prix moyens obtenus pour la vente de bitume ont été inférieurs aux prix moyens obtenus au deuxième trimestre de 2011, en raison surtout de l'élargissement de l'écart entre le cours du WTI et le cours du WCS et de l'accroissement des ventes au comptant attribuable à la moins grande disponibilité de l'usine de valorisation.

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 référence courants du pétrole brut. Si le brut canadien au pair à Edmonton s'est vendu à légère prime par rapport au prix du WTI au deuxième trimestre de 2011, il s'est déprécié de quelque 10 \$ le baril de plus que le WTI au deuxième trimestre de 2012 et s'est vendu à escompte par rapport au WTI au cours de ce trimestre. En outre, l'écart de prix léger/lourd pour le brut canadien (le WTI moins le WCS) s'est creusé de 5,25 \$ US le baril par rapport au deuxième trimestre de 2011. En conséquence, le prix moyen obtenu pour l'ensemble de la production du secteur Sables pétrolifères de Suncor a été inférieur de 15,78 \$ CA le baril au prix du WTI (à l'exclusion de Syncrude) au deuxième trimestre de 2012, tandis qu'il avait été inférieur de 8,68 \$ CA le baril au prix du WTI au deuxième trimestre de 2011. Grâce à l'intégration des raffineries terrestres de son secteur Raffinage et commercialisation, Suncor parvient à neutraliser en grande partie l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du brut grâce à 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 s'est établi à 108,90 \$ US le baril au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 117,30 \$ US le baril au deuxième trimestre de 2011. La prime moyenne sur le brut Brent comparativement au WTI s'est accrue au deuxième trimestre de 2012, pour se chiffrer en moyenne à 20,15 \$ US le baril, en comparaison de 14,75 \$ US le baril au deuxième trimestre de 2011.

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 1,85 \$ le kpi³ au deuxième trimestre de 2012, en baisse par rapport au prix de référence AECO moyen de 3,75 \$ le kpi³ enregistré au deuxième 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 des produits raffinés propres à la zone d'approvisionnement de la raffinerie. Au deuxième trimestre de 2012, les marges de craquage ont été plus élevées qu'au deuxième trimestre de 2011 dans la plupart des principaux marchés où Suncor vend des produits raffinés. Les marges de craquage ont été sensiblement plus élevées dans les marchés de la côte ouest, d'où proviennent environ 15 % des volumes de vente du secteur Raffinage et commercialisation de Suncor. 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)	2012	Trimestres clos les 30 juin 2011	2012	Semestres clos les 30 juin 2011
Produits bruts	2 508	2 723	5 725	5 614
Moins les redevances	(77)	(161)	(357)	(284)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	2 431	2 562	5 368	5 330
Résultat net	356	371	963	976
Résultat opérationnel ⁽¹⁾				
Sables pétrolifères	400	269	938	891
Coentreprises des Sables pétrolifères	26	102	95	174
	426	371	1 033	1 065
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾	943	733	2 061	1 870

(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.

Pour le deuxième trimestre de 2012, le résultat net et le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères se sont établis respectivement à 356 M\$ et à 426 M\$, tandis que, pour le deuxième trimestre de 2011, ils s'étaient tous deux établis à 371 M\$. Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tient compte d'un ajustement de l'impôt différé de 70 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le secteur Sables pétrolifères a contribué à hauteur de 400 M\$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a contribué à hauteur de 26 M\$. La hausse du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères comparativement au deuxième trimestre de 2011 est principalement attribuable à l'accroissement de la production par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, au cours duquel d'importants travaux de maintenance planifiés avaient été exécutés, ainsi qu'à la diminution des redevances. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la baisse des prix moyens obtenus et par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Le recul du résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères rend compte d'un fléchissement du volume de production de Syncrude attribuable surtout aux travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux mois qui ont été menés à l'égard d'une unité de cokéfaction, ainsi que de la diminution des prix moyens obtenus.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles liées au secteur Sables pétrolifères se sont établis à 943 M\$ au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 733 M\$ au deuxième trimestre de 2011. Cette hausse tient principalement à l'augmentation des volumes de production et à la baisse des redevances, qui ont été partiellement contrebalancées par le recul des prix moyens obtenus.

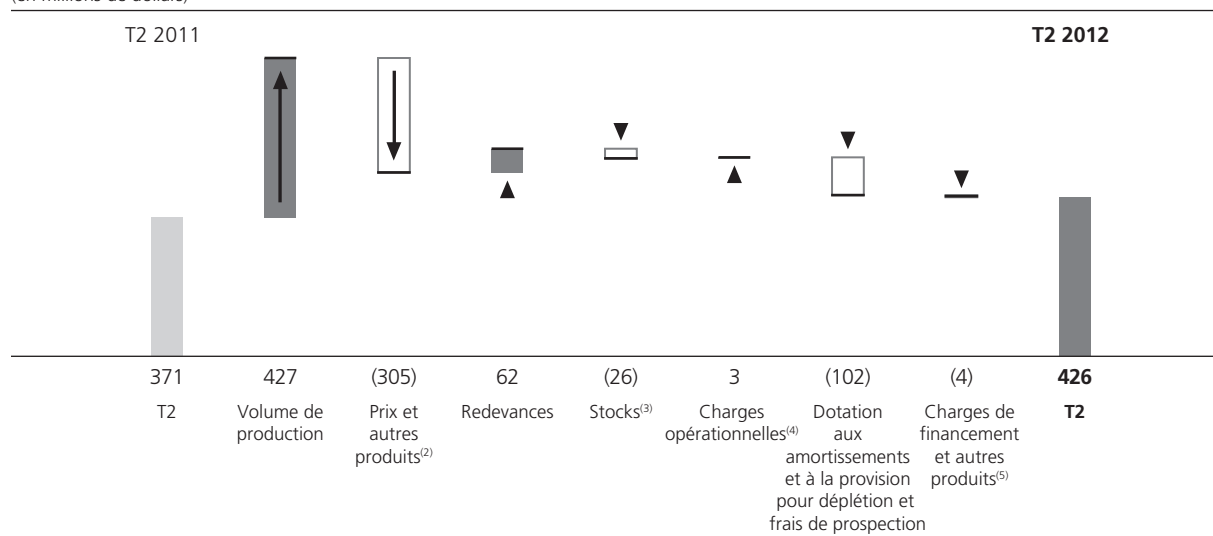
Résultat opérationnel**Rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de dollars)	2012	Trimestres clos les 30 juin 2011	2012	Semestres clos les 30 juin 2011
Résultat net présenté	356	371	963	976
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	70	—	70	—
Perte sur cessions importantes	—	—	—	89
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	426	371	1 033	1 065

(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 l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit 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		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux/sulfureux et diesel)	253,9	209,5	263,6	253,1
Bitume non valorisé	55,3	33,9	43,9	29,4
Sables pétrolifères	309,2	243,4	307,5	282,5
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	28,6	33,8	32,0	36,1
Total	337,8	277,2	339,5	318,6

- (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 chiffré en moyenne à 309 200 b/j au deuxième trimestre de 2012. Pour le deuxième trimestre de 2011, le volume de production du secteur Sables pétrolifères s'était élevé en

moyenne à 243 400 b/j, en raison principalement de l'exécution, au cours du trimestre, de travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines portant sur l'usine de valorisation 2.

L'usine de valorisation 2 a redémarré au début du mois d'avril, après l'interruption qu'avait entraînée le problème opérationnel survenu à la tour de fractionnement vers la fin du premier trimestre de 2012. À la suite de la reprise de la production, des travaux de maintenance mineurs non planifiés exécutés à l'usine de valorisation ont légèrement restreint la capacité de valorisation principale en mai et en juin, ce qui a entraîné une baisse de la production de pétrole brut synthétique sulfureux. Le volume de produits valorisés s'est ainsi établi en moyenne à 253 900 b/j, en baisse par rapport à 273 100 b/j au premier trimestre de 2012. Toutefois, la Société a été en mesure de compenser cette diminution en accroissant la production de bitume non valorisé ainsi qu'en augmentant les achats de diluant de la raffinerie d'Edmonton afin de faciliter le transport par pipeline. La production de bitume s'est établie en moyenne à 55 300 b/j au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 33 900 b/j au deuxième trimestre de 2011. Cette hausse découle essentiellement de l'accroissement de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag et de la moins grande disponibilité de l'usine de valorisation.

La quote-part de Suncor de la production et des ventes de Syncrude a diminué pour s'établir à 28 600 b/j au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 33 800 b/j au deuxième trimestre de 2011. La diminution de la production est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux mois qui ont été menés à l'une des trois unités de cokéfaction de Syncrude. Cette unité de cokéfaction a redémarré au début de juillet.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	244,5	215,9	253,1	265,2
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	391,7	326,7	402,0	398,8
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,66	0,63	0,66
<i>In situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	95,8	56,4	89,7	55,8
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	32,0	29,4	31,5	30,7
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	127,8	85,8	121,2	86,5
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	3,4	3,7	3,5	3,5
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,3	2,0	2,3	2,1

La production de bitume issue des activités d'exploitation et d'extraction menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base dans les zones de Millennium et de North Steepbank s'est établi en moyenne à 244 500 b/j au deuxième trimestre de 2012. La production provenant des activités d'extraction a été réduite au cours du trimestre vu la moins grande disponibilité de l'usine de valorisation, ce qui a donné à la Société l'occasion de délaissier un peu ses activités d'extraction minière pour se concentrer sur l'enlèvement des morts-terrains et faire progresser les travaux de maintenance planifiés aux installations d'extraction. La Société poursuit ses activités d'extraction dans une zone située au front de taille de la mine Millennium qui renferme du minerai de bitume de qualité inférieure. Elle s'attend à y rencontrer du minerai de qualité inférieure jusqu'au quatrième trimestre de 2012.

Les volumes moyens de production de bitume *in situ* ont été de 127 800 b/j, en hausse par rapport aux 114 600 b/j enregistrés pour le premier trimestre de 2012 et aux 85 800 b/j enregistrés pour le deuxième trimestre de 2011.

L'accroissement de la production provenant des nouvelles plateformes de puits de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag est conforme aux attentes. La production moyenne provenant de Firebag a augmenté pour atteindre 95 800 b/j, en comparaison de 83 600 b/j au premier trimestre de 2012 et de 56 400 b/j au deuxième trimestre de 2011. La production s'est également accrue grâce au volume de production supplémentaire provenant de neuf puits intercalaires, qui est traité à de nouvelles installations de traitement centralisé affichant une capacité de traitement excédentaire durant la période d'accroissement de la production de la troisième phase. La production du deuxième trimestre de 2012 tient compte également de l'incidence de travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines visant les installations de traitement centralisé de la première phase. L'incidence de ces travaux de maintenance planifiés a toutefois été atténuée par les avantages du modèle de production intégré de l'ensemble du complexe de Firebag, les liquides de puits provenant de la première phase ayant été traités aux nouvelles installations de traitement centralisé dont la capacité a été dépassée durant la période d'accroissement de la production de la troisième phase.

La production moyenne de MacKay River s'est accrue au deuxième trimestre de 2012 pour s'établir à 32 000 b/j. Au deuxième trimestre de 2011, la production s'était établie en moyenne à 29 400 b/j, en raison surtout du remplacement d'un transformateur de l'unité de cogénération dans le cadre de travaux de maintenance planifiés.

Volume des ventes et composition des ventes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)				
Peu sulfureux – pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	125,9	62,0	124,1	90,6
Sulfureux – pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	167,6	180,8	189,0	193,7
	293,5	242,8	313,1	284,3
Composition des ventes de pétrole peu sulfureux/sulfureux du secteur Sables pétrolifères (%)				
	43/57	26/74	40/60	32/68

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 293 500 b/j au deuxième trimestre de 2012. Les ventes de pétrole peu sulfureux et de diesel ont été supérieures à celles du deuxième trimestre de 2011, en raison essentiellement de l'incidence des travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2 et des travaux de maintenance non planifiés aux unités de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 1 qui avaient été exécutés au cours du deuxième trimestre de 2011. Le fléchissement des ventes de pétrole sulfureux au deuxième trimestre de 2012 est principalement attribuable aux travaux de maintenance mineurs non planifiés et au fait que la Société a regarni ses stocks après le redémarrage de l'usine de valorisation 2 en avril. La hausse des ventes de bitume au deuxième trimestre de 2012 s'explique essentiellement par l'augmentation de la production provenant des actifs *in situ* et par la moins grande disponibilité de l'usine de valorisation.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	93,80	110,17	99,72	99,43
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	67,26	83,82	75,57	79,76
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	78,64	90,56	85,13	86,01
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(15,79)	(8,68)	(13,63)	(10,05)
Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	90,61	111,86	95,15	102,03
Syncrude, par rapport au WTI	(3,82)	12,62	(3,61)	5,97

Pour le deuxième trimestre de 2012, le prix moyen obtenu par Suncor pour les ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 78,64 \$ le baril, en baisse comparativement au prix moyen de 90,56 \$ le baril obtenu au deuxième trimestre de 2011. Cette baisse est essentiellement attribuable à la diminution des prix de référence du pétrole brut et au fléchissement du volume de production au début du trimestre alors que les prix de référence étaient beaucoup plus élevés. Au deuxième trimestre de 2012, le pétrole brut synthétique peu sulfureux provenant du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude s'est vendu à léger escompte par rapport au WTI, tandis qu'il s'était vendu à forte prime par rapport au WTI au deuxième trimestre de 2011. Le prix moyen obtenu dans le secteur Sables pétrolifères a été inférieur de 15,79 \$ le baril au prix du WTI, tandis qu'il avait été inférieur de 8,68 \$ le baril au prix du WTI au deuxième trimestre de 2011. Cette baisse découle principalement de l'accroissement des ventes de bitume et de l'augmentation de l'escompte du pétrole brut léger et lourd canadien par rapport au WTI au deuxième trimestre de 2012.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2012 qu'au deuxième trimestre de 2011. Cette diminution découle principalement de la baisse des prix de référence du brut WCS et WTI, lesquels influent sur la méthode d'évaluation du bitume réglementaire utilisée par la Société pour déterminer le montant des redevances sur les biens miniers, partiellement contrebalancée par la hausse de la production de bitume provenant de Firebag.

Stocks

Au cours du deuxième trimestre de 2012, Suncor a regarni ses stocks pour les ramener au même niveau qu'avant l'interruption de l'usine de valorisation 2 survenue au premier trimestre de l'exercice. Lorsque les stocks sont regarnis, la vente des volumes produits au cours du trimestre est reportée à des trimestres ultérieurs.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles du deuxième trimestre de 2012 ont été essentiellement les mêmes que celles du deuxième trimestre de 2011.

- Le total des charges opérationnelles décaissées a augmenté légèrement pour atteindre 1,096 G\$ au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 1,076 G\$ au deuxième trimestre de 2011. Tout comme au premier trimestre, 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, partiellement contrebalancée par la diminution des coûts liés au gaz naturel. Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des frais d'entretien et de l'efficacité des activités d'exploitation minière dans le prolongement nord de la mine Steepbank, partiellement neutralisées par l'augmentation des coûts liés aux travaux d'enlèvement des morts-terrains et par l'incidence de la qualité inférieure du minerai de bitume.

- Les charges opérationnelles de Syncrude ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2012 qu'au deuxième trimestre de 2011, en raison principalement de la hausse des coûts associés aux travaux de maintenance planifiés qui ont été exécutés et de l'augmentation des coûts de production, partiellement contrebalancées par la diminution du coût de l'énergie achetée.
- Les coûts liés au démarrage de projets ont été moins élevés au deuxième trimestre de 2012 qu'au deuxième trimestre de 2011, du fait surtout que les activités liées au démarrage de la troisième phase d'agrandissement de Firebag étaient en majeure partie terminées au début du premier trimestre de 2012. Les activités liées au démarrage de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag devraient s'intensifier au cours du deuxième semestre de 2012.
- Les coûts de mise en veilleuse avant impôt découlant du report et du redémarrage de certains projets de croissance au terme de la période de ralentissement économique de la fin de 2008 et du début de 2009 se sont établis à 24 M\$ au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 28 M\$ au deuxième trimestre de 2011. 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 et à la remise en état des actifs de l'usine de valorisation Voyageur, remis en service après avoir été mis en veilleuse, et 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 deuxième trimestre de 2012 par rapport au deuxième 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 au projet d'infrastructure TROMC, et des coûts capitalisés dans le cadre d'importants travaux de maintenance planifiés exécutés au deuxième trimestre de 2011.

Rapprochement des charges opérationnelles décaissées^{(1), (2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 174	1 253	2 691	2 573
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(141)	(125)	(252)	(258)
Coûts non liés à la production ⁽³⁾	(10)	(53)	(133)	(177)
Autres ⁽⁴⁾	73	1	(154)	(34)
Charges opérationnelles décaissées	1 096	1 076	2 152	2 104
Charges opérationnelles décaissées (\$/b)	39,00	48,40	38,55	41,05

(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 chiffres 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.

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué au deuxième trimestre de 2012 pour s'établir en moyenne à 39,00 \$, en comparaison de 48,40 \$ au deuxième trimestre de 2011. Cette baisse découle essentiellement de l'incidence, sur les volumes de production, des travaux de maintenance planifiés réalisés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ainsi que de l'efficacité des activités d'exploitation minière menées dans le prolongement nord de la mine Steepbank au cours du trimestre écoulé. Les charges opérationnelles décaissées par baril *in situ* ont diminué, en raison principalement du plus grand volume de production et de la baisse des coûts liés au gaz naturel.

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 38,55 \$ pour le premier semestre de 2012, ce qui est conforme aux attentes de la Société, malgré l'interruption de l'usine de valorisation 2 en mars et en avril. Pour le premier semestre de 2011, les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères s'étaient établies en moyenne à 41,05 \$.

Résultats du premier semestre de 2012

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est élevé à 963 M\$ pour le premier semestre de 2012, contre 976 M\$ pour le premier semestre de 2011. Le résultat net du premier semestre de 2012 tient compte d'un ajustement de l'impôt différé de 70 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition. Le résultat net du premier semestre de 2011 tenait compte d'une perte après impôt de 89 M\$ liée à la vente d'une partie de la participation de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et le projet Fort Hills.

Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 1,033 G\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison de 1,065 G\$ pour le premier semestre de 2011. Cette baisse est essentiellement attribuable à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion ainsi qu'à la diminution des prix moyens obtenus, partiellement contrebalancées par la hausse des volumes de production.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,061 G\$ au premier semestre de 2012, contre 1,870 G\$ au premier semestre de 2011. La hausse des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles découle essentiellement de l'accroissement des volumes de production, en partie contrebalancé par la diminution des prix moyens obtenus.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a l'intention de procéder, vers la fin du troisième trimestre de 2012 et au début du quatrième trimestre de 2012, à des travaux de maintenance périodiques planifiés portant sur l'usine de valorisation 2, notamment sur les unités de valorisation secondaire, ainsi que sur les installations d'extraction minière et les installations de traitement centralisé de MacKay River. L'incidence des travaux de maintenance planifiés a été prise en considération dans les prévisions de Suncor concernant la production.

EXPLORATION ET PRODUCTION**Principales données financières**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Produits bruts	1 805	1 523	3 767	3 338
Moins les redevances	(392)	(297)	(870)	(729)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	1 413	1 226	2 897	2 609
Résultat net	(430)	(212)	(98)	(398)
Résultat opérationnel ⁽¹⁾				
Côte Est du Canada	163	161	327	298
International	186	110	381	325
Amérique du Nord (activités terrestres)	(62)	(11)	(89)	(26)
	287	260	619	597
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾	656	682	1 333	1 265

(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 correspondant à une perte de 430 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 212 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. La perte enregistrée pour le deuxième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties de 694 M\$ (déduction faite d'impôts sur le résultat de néant) inscrites à l'égard d'actifs ayant trait aux activités menées par la Société en Syrie, ainsi que d'un ajustement de l'impôt différé de 23 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition. La perte nette inscrite pour le deuxième trimestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur de 514 M\$ (déduction faite d'impôts sur le résultat de néant) liées aux actifs en Libye, partiellement contrebalancées par des profits après impôt de 42 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est établi à 287 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 260 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Le résultat opérationnel du secteur Côte Est du Canada s'est établi à 163 M\$, soit essentiellement le même montant qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'incidence de la baisse des volumes de production découlant du démarrage de programmes de maintenance planifiés ayant été contrebalancée par les ventes de stocks. À 186 M\$, le résultat opérationnel du secteur International affiche une augmentation, ce qui s'explique par la hausse des volumes de production provenant de la Libye et de Buzzard. La perte opérationnelle de 62 M\$ inscrite par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) est supérieure à celle inscrite pour le deuxième trimestre de 2011, ce qui s'explique principalement par la baisse des prix moyens obtenus, par le fléchissement des volumes de production et par les coûts engagés relativement à l'incendie survenu à un site de forage en Colombie-Britannique au premier trimestre de 2012.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du secteur Exploration et production se sont chiffrés à 656 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 682 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Cette baisse s'explique essentiellement par la sortie de créances en Syrie, en partie compensée par les facteurs qui expliquent la hausse du résultat opérationnel.

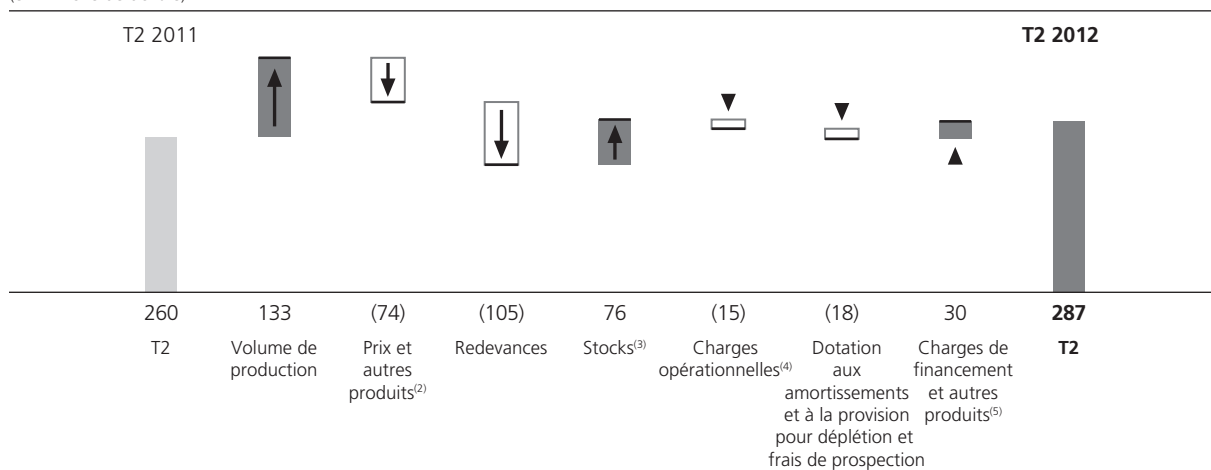
Résultat opérationnel**Rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Résultat net présenté	(430)	(212)	(98)	(398)
Pertes de valeur et sorties	694	514	694	514
(Profit) perte sur cessions importantes	—	(42)	—	39
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	23	—	23	442
Résultat opérationnel⁽¹⁾	287	260	619	597

(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 l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit 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, ainsi que des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux.
- (5) Ce facteur tient également compte des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles, 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

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Production (kbep/j)	204,6	182,8	212,7	211,5
Côte Est du Canada (kb/j)	49,8	65,0	57,6	65,0
International (kbep/j)	100,6	50,8	98,3	78,8
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi ³ e/j)	325	402	341	406
Composition de la production (liquides/gaz) (%)	76/24	59/41	75/25	64/36
Côte Est du Canada	100/0	100/0	100/0	100/0
International	99/1	73/27	99/1	82/18
Amérique du Nord (activités terrestres)	9/91	8/92	10/90	8/92

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 49 800 b/j pour le deuxième trimestre de 2012, en baisse comparativement à la production moyenne de 65 000 b/j dégagée au deuxième trimestre de 2011, en raison essentiellement du démarrage d'importants programmes de maintenance planifiés.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 13 300 b/j, en baisse par rapport à la production moyenne de 14 400 b/j dégagée pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le programme de maintenance à quai visant à remplacer la tête d'injection d'eau du navire PSD et à exécuter d'autres travaux de maintenance périodiques planifiés a commencé au début de juin. Les travaux exécutés dans le cadre de ce programme devraient s'échelonner sur 21 semaines, pendant lesquelles la Société remplacera également les infrastructures sous-marines.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 5 500 b/j, en baisse par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui s'était chiffrée à 18 500 b/j. Le navire PSD de White Rose a été mis hors fonction au début du mois de mai aux fins du lancement du programme de maintenance planifié hors station d'une durée de 18 semaines visant l'amélioration du système de propulsion et de l'exécution d'autres travaux de maintenance périodiques planifiés.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 31 000 b/j, en légère baisse par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui s'était chiffrée à 32 100 b/j. Le volume de production supplémentaire résultant des travaux de forage de développement continus est largement contrebalancé par l'épuisement naturel des ressources dans les puits plus anciens.

La production du secteur International s'est élevée en moyenne à 100 600 bep/j pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 50 800 bep/j pour le deuxième trimestre de 2011.

- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 42 700 b/j. La production a repris dans tous les champs après avoir été interrompue au début du mois de mars 2011 en raison de l'agitation politique. La Société n'avait inscrit aucune production provenant de la Libye au deuxième trimestre de 2011.
- La production à Buzzard s'est établie en moyenne à 57 900 bep/j, ce qui rend compte du rehaussement de la fiabilité et de la stabilité des niveaux de production au cours du trimestre. Le volume de production moindre enregistré pour le trimestre correspondant de 2011, à savoir 32 700 bep/j en moyenne, s'explique essentiellement par les interruptions non planifiées et les restrictions sur la production au cours de ce trimestre.
- 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 semestre de 2012. Pour le deuxième trimestre de 2011, la production tirée des actifs en Syrie s'était établie en moyenne à 18 100 bep/j.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 325 Mpi³e/j pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 402 Mpi³e/j pour le deuxième trimestre de 2011.

- Au deuxième trimestre de 2011, une production supplémentaire d'environ 23 Mpi³e/j avait été tirée de champs situés dans le sud-ouest de l'Alberta et le nord-est de la C.-B. dont la production a été interrompue au cours du premier semestre de 2012 par suite de la baisse du prix du gaz naturel et de la fermeture d'une installation de traitement de gaz d'un tiers.
- En 2011, la Société s'est départie d'actifs non essentiels qui avaient fourni une production supplémentaire d'environ 20 Mpi³e/j au deuxième trimestre de 2011.
- La production provenant des autres biens de ce secteur a diminué, en raison surtout de la déplétion naturelle des gisements.

Prix obtenus

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
		30 juin		30 juin
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2012	2011	2012	2011
Exploration et production	82,25	79,37	87,19	78,81
Côte Est du Canada (\$/baril)	104,25	112,19	114,50	108,12
International (\$/bep)	105,84	105,47	110,09	98,94
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ³ e)	3,14	4,90	3,44	4,71

Pour le deuxième trimestre de 2012, les prix obtenus pour la production provenant du secteur Côte Est du Canada et de Buzzard ont été inférieurs à ceux obtenus au deuxième trimestre de 2011, en raison essentiellement de la diminution des prix de référence pour le pétrole brut. Les prix obtenus par le secteur International ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que les ventes réalisées au deuxième trimestre de 2012 comprennent des volumes de pétrole brut provenant de la Libye, tandis que les ventes réalisées au deuxième trimestre de 2011 comprenaient des volumes de gaz naturel provenant de la Syrie. Les prix obtenus pour la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été moins élevés, en raison surtout de la baisse des prix de référence du gaz naturel.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2012 qu'au deuxième trimestre de 2011, en raison surtout de l'accroissement de la production en Libye, partiellement contrebalancé par la diminution de la production provenant du secteur Côte Est du Canada, de la Syrie et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Stocks

Les résultats du deuxième trimestre de 2012 tiennent compte de la réduction des stocks du secteur Côte Est du Canada produits au cours de périodes précédentes attribuable aux programmes de maintenance planifiés menés à Terra Nova et à White Rose.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2012 qu'au deuxième trimestre de 2011, en raison principalement des coûts liés à l'incendie survenu à un site de forage en Colombie-Britannique et des coûts liés aux programmes de maintenance planifiés menés à Terra Nova et à White Rose, partiellement contrebalancés par l'incidence de l'arrêt des activités en Syrie.

En mars 2012, un incendie s'est déclaré durant l'exécution de travaux de forage portant sur un puits de gaz naturel situé en Colombie-Britannique. L'incendie a été maîtrisé au début du mois d'avril, et le puits a été obturé à la fin du deuxième trimestre. Pour le premier semestre de 2012, les charges opérationnelles liées au confinement et à la surveillance de ce puits se sont chiffrées à environ 45 M\$, avant impôt. La Société prépare actuellement une demande de règlement pour réduire les pertes découlant de cet incident.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2012 qu'au deuxième trimestre de 2011. Au deuxième trimestre de 2012, la Société a radié des dépenses en immobilisations et des frais de prospection de 61 M\$ (13 M\$ après impôt) liés au deuxième puits d'évaluation dans la zone Beta. Le forage a commencé et a été en grande partie achevé au cours du trimestre. Toutefois, le forage du puits d'exploration s'est avéré improductif. Les activités visant à boucher et à abandonner ce puits ont été achevées au troisième trimestre. La Société poursuit son évaluation de la zone Beta et compte procéder à l'acquisition de nouvelles données sismiques et à de nouveaux forages d'évaluation en 2013 et en 2014.

Les charges de financement et les autres produits ont été favorables, en raison principalement des profits de change qui ont découlé de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en euros et en livres sterling des soldes de trésorerie libellés en dollars américains.

Mise à jour relative à la Libye

La Société a mis fin au cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles, notamment à l'égard de ses activités de prospection, et elle évalue actuellement la faisabilité d'une reprise de ses activités de prospection au cours du deuxième semestre de 2012. En juillet, Suncor a versé à la National Oil Corporation (« NOC ») de la Libye un paiement de 200 M\$ US relatif à un engagement antérieur visant six contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») conclus par Petro-Canada en 2008. La Société est toujours en discussion avec la NOC et son partenaire de coentreprise pendant que la production reprend graduellement et se stabilise. Elle continue en outre d'évaluer la situation en Libye, à la lumière notamment des réactions aux récentes élections et à leur incidence potentielle sur son évaluation en cours de la dépréciation de ses actifs.

Dépréciation et sortie d'actifs en Syrie

En raison de l'agitation politique en Syrie qui a commencé au deuxième semestre de 2011 et des sanctions internationales prises contre ce pays, Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a suspendu ses activités dans ce pays en décembre 2011. Depuis, les perspectives de la Société de reprendre ses activités en Syrie n'ont pas évolué. Suncor a estimé la valeur recouvrable nette de ses actifs en Syrie en fonction d'une évaluation révisée des flux de trésorerie nets futurs attendus selon divers scénarios possibles. À la lumière de cette évaluation, la Société a comptabilisé, au deuxième trimestre de 2012, des pertes de valeur de 604 M\$ à l'égard d'immobilisations corporelles et des sorties de 23 M\$ au titre des actifs courants. Ces pertes de valeur et ces sorties ont été inscrites au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ». Se reporter à la rubrique « Autres éléments – Estimations comptables critiques » du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur le calcul des pertes de valeur.

De plus, la Société a comptabilisé une sortie de débiteurs de 67 M\$. Au quatrième trimestre de 2011, avant l'imposition des sanctions, Suncor a cessé de recevoir les paiements relatifs à la production et a comptabilisé une provision d'un montant correspondant à environ la moitié du solde de ses débiteurs. La sortie comptabilisée au deuxième trimestre de

2012 tient compte d'une provision couvrant le reste de ces débiteurs. Cette sortie a été comptabilisée dans les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux.

Toutes les pertes de valeur et les sorties relatives aux actifs en Syrie sont présentées déduction faite d'impôt sur le résultat de néant. Compte tenu de ces pertes de valeur et de ces sorties, la valeur comptable de l'actif net de Suncor en Syrie s'établissait à environ 250 M\$ au 30 juin 2012. Les activités menées par Suncor en Syrie représentent environ 3 % du résultat net consolidé de la Société et environ 3 % des flux de trésorerie liés à ses activités opérationnelles pour 2011.

Dans le cours normal de ses activités, Suncor détient des instruments d'atténuation des risques, dont une tranche de 300 M\$ peut s'appliquer à ses actifs en Syrie.

Résultats du premier semestre de 2012

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 98 M\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 398 M\$ pour le premier semestre de 2011. Le résultat net du premier semestre de 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties de 694 M\$ liées à ses actifs en Syrie. Le résultat net du premier semestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur de 514 M\$ se rapportant aux actifs en Libye et d'un ajustement de l'impôt différé de 442 M\$ découlant de l'impôt supplémentaire prélevé par le gouvernement du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat opérationnel de 619 M\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison de 597 M\$ pour le premier semestre de 2011. La hausse du résultat opérationnel découle principalement de l'accroissement des volumes de production provenant de Buzzard et de la Libye et de l'augmentation des prix moyens obtenus pour le pétrole brut, partiellement contrebalancés par le fléchissement des volumes de production en Syrie, la hausse des redevances en Libye et les coûts liés à l'incendie survenu à un site de forage en Colombie-Britannique.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 1,333 G\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison de 1,265 G\$ pour le premier semestre de 2011. Cette hausse est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont fait augmenter le résultat opérationnel ainsi qu'au calendrier des recouvrements d'impôt liés aux activités de prospection menées en Norvège, partiellement contrebalancés par la sortie de créances en Syrie.

Travaux de maintenance planifiés

À Buzzard, des travaux de maintenance planifiés devraient commencer au début de septembre 2012 et se prolonger jusqu'à la mi-octobre. À Hibernia, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de trois semaines sont prévus pour le troisième trimestre de 2012.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION**Principales données financières**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Produits opérationnels	6 587	6 370	12 987	12 209
Résultat net	499	313	973	940
Résultat opérationnel ^{(1), (2)}				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	436	235	832	794
Activités de commercialisation	78	78	156	146
	514	313	988	940
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽¹⁾	708	500	1 449	1 429

(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 de 499 M\$ et un résultat opérationnel de 514 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 313 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tient compte d'un ajustement de l'impôt différé de 15 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 436 M\$ au résultat opérationnel du deuxième trimestre de 2012, ce qui représente une hausse par rapport à la même période en 2011, attribuable principalement à l'augmentation des marges et de la production des raffineries et à la baisse du coût des charges d'alimentation, ce qui reflète les escomptes de prix et l'élargissement des écarts de prix léger/lourd du pétrole brut canadien. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 78 M\$ au deuxième trimestre de 2012, ce qui correspond essentiellement au montant inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de 708 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, contre 500 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Cette hausse s'explique principalement par les mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

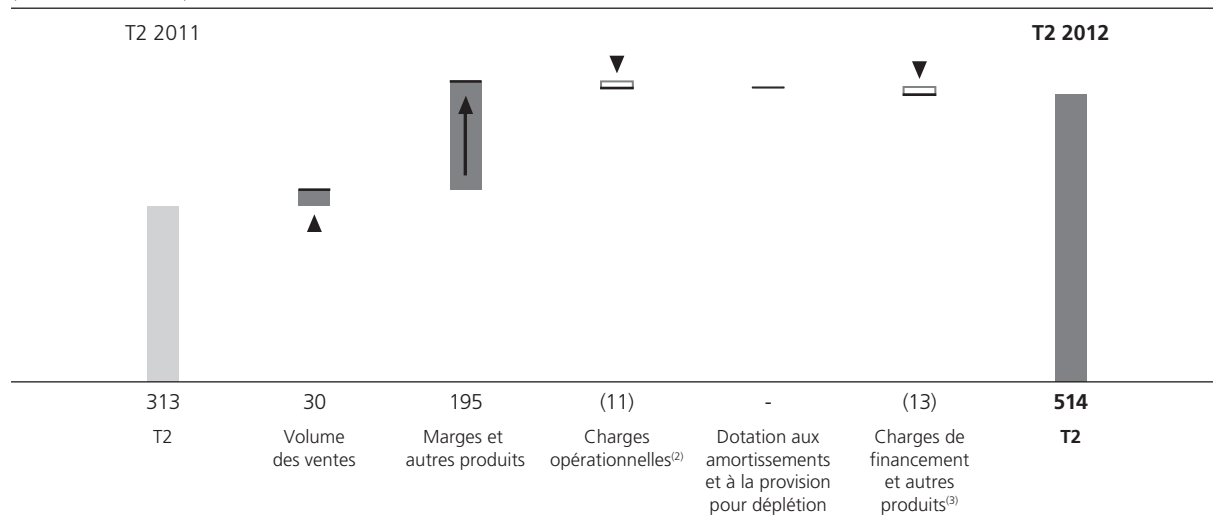
Résultat opérationnel**Rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Résultat net présenté	499	313	973	940
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	15	—	15	—
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	514	313	988	940

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

Analyse de rapprochement du résultat 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 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		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Ventes de produits raffinés (en milliers de m ³ /j)				
Essence	41,0	39,5	39,8	38,8
Distillat	29,5	29,0	29,6	30,0
Autres	17,0	13,7	14,4	13,2
	87,5	82,2	83,8	82,0
Pétrole brut traité (en milliers de m ³ /j)				
Est de l'Amérique du Nord	30,6	31,9	30,5	32,5
Ouest de l'Amérique du Nord	37,3	27,0	36,9	31,1
Taux d'utilisation des raffineries ^{(1), (2)} (%)				
Est de l'Amérique du Nord	87	94	86	95
Ouest de l'Amérique du Nord	101	75	100	86

(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 87 500 m³/j au deuxième trimestre de 2012, en comparaison de 82 200 m³/j au deuxième trimestre de 2011. La demande d'essence dans l'Ouest canadien et au Colorado s'est raffermie par rapport au deuxième trimestre de 2011. La demande de distillat est demeurée forte dans l'Ouest canadien, mais elle a été moins importante dans l'est du Canada.

Dans l'est de l'Amérique du Nord, le volume de pétrole brut traité par les raffineries s'est chiffré en moyenne à 30 600 m³/j au deuxième trimestre de 2012, en baisse par rapport aux 31 900 m³/j enregistrés pour le deuxième trimestre de 2011. Cette diminution observée pour les deux raffineries est essentiellement attribuable à l'interruption non planifiée survenue à une unité de traitement brut de la raffinerie de Sarnia au deuxième trimestre de 2012, ainsi qu'à l'incidence de l'interruption non planifiée survenue aux installations de l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères vers la fin du premier trimestre de 2012, laquelle a eu pour effet de restreindre la disponibilité des charges d'alimentation en brut destinées à la raffinerie de Sarnia. Le volume de pétrole brut traité par les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 37 300 m³/j, en hausse par rapport aux 27 000 m³/j enregistrés au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique surtout par les travaux de maintenance planifiés qui ont été menés aux raffineries d'Edmonton et de Commerce City au deuxième trimestre de 2011. Les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord ont fonctionné à pleine capacité au deuxième trimestre de 2012.

Prix et marges

Les prix et les marges des produits raffinés ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2012 qu'au deuxième trimestre de 2011, ce qui reflète l'accroissement des marges de craquage de raffinage et la baisse des charges d'alimentation en brut, partiellement contrebalancés par l'incidence de la diminution des prix du pétrole brut sur l'évaluation des stocks.

- Les marges de craquage du deuxième trimestre de 2012 ont été semblables ou supérieures aux marges de craquage du deuxième trimestre de 2011 dans l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés.
- Le coût des charges d'alimentation en pétrole brut a diminué par rapport au WTI, en raison surtout du fait que la production de pétrole brut canadienne s'est vendue à escompte et que les écarts de prix léger/lourd pour le pétrole brut synthétique sulfureux et le bitume fluidifié se sont élargis.

- La baisse du prix du pétrole brut et la vente du pétrole brut canadien à escompte ont donné lieu à une diminution du résultat après impôt d'environ 135 M\$ au deuxième trimestre de 2012, alors que la hausse du prix du pétrole brut avait entraîné une augmentation du résultat après impôt d'environ 63 M\$ au deuxième trimestre de 2011, ce qui représente une variation après impôt de 198 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Les marges dégagées sur les ventes en gros et au détail au deuxième trimestre de 2012 ont été essentiellement les mêmes qu'au deuxième trimestre de 2011.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles du deuxième trimestre de 2012 avoisinent celles du deuxième trimestre de 2011, sauf en ce qui concerne l'incidence d'une réduction d'une prime d'assurance sur les charges du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Résultats du premier semestre de 2012

Le secteur Raffinage et commercialisation a comptabilisé un résultat net de 973 M\$ et un résultat opérationnel de 988 M\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 940 M\$ pour le premier semestre de 2011. Cette hausse découle essentiellement de l'augmentation des marges de craquage et de la baisse des charges d'alimentation en pétrole brut. La baisse du prix du pétrole brut et la vente du pétrole brut canadien à escompte ont donné lieu à une diminution du résultat après impôt d'environ 128 M\$ pour le premier semestre de 2012, alors que la hausse du prix du pétrole brut avait entraîné une augmentation du résultat après impôt d'environ 248 M\$ au premier semestre de 2011, ce qui représente une variation après impôt de 376 M\$ d'une période à l'autre.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 1,449 G\$ au premier semestre de 2012, en comparaison de 1,429 G\$ au premier semestre de 2011. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui expliquent l'augmentation du résultat opérationnel.

SIÈGE SOCIAL, COMMERCE DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Résultat net	(92)	90	(48)	72
Résultat opérationnel ⁽¹⁾				
Énergie renouvelable	19	23	34	38
Commerce de l'énergie	47	29	99	68
Siège social	(62)	(26)	(195)	(215)
Éliminations	27	10	9	(35)
	31	36	(53)	(144)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ⁽¹⁾	37	67	(73)	(189)

(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 correspondant à une perte de 92 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 90 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Au cours du deuxième trimestre de 2012, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien diminuant pour passer de 1,00 à 0,98, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 143 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. La perte nette

enregistrée au deuxième trimestre de 2012 tient compte également d'une réduction de l'impôt différé de 20 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition. Au cours du deuxième trimestre de 2011, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change étant passé de 1,03 à 1,04, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 54 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 de 31 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel de 36 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011.

Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Résultat net	(92)	90	(48)	72
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	143	(54)	15	(216)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	(20)	—	(20)	—
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	31	36	(53)	(144)

(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		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	102	49	243	104
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	96,8	94,4	203,2	176,1

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un résultat opérationnel de 19 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en baisse par rapport au résultat opérationnel de 23 M\$ inscrit pour le deuxième trimestre de 2011, en raison principalement de la hausse des charges d'alimentation liées à la production d'éthanol. Le total de l'énergie éolienne commercialisée a augmenté, passant de 49 gigawattheures à 102 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 47 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en hausse comparativement à celui de 29 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de 2011. Cette augmentation est principalement attribuable aux stratégies de négociation du pétrole brut lourd canadien 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 62 M\$ pour le deuxième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 26 M\$ pour le deuxième trimestre de 2011. Cet écart s'explique essentiellement par le plus important recouvrement comptabilisé au titre de la charge de

rémunération fondée sur des actions au deuxième trimestre de 2011, ainsi que par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion au deuxième trimestre de 2012 attribuable au début de l'amortissement lié aux initiatives en matière d'intégration des systèmes de Suncor. Au deuxième trimestre de 2012, la Société a capitalisé une tranche de 90 % 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 89 % au deuxième trimestre de 2011.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète la comptabilisation du montant net d'un profit intersectoriel après impôt de 27 M\$, lequel avait auparavant été éliminé à la suite de la consolidation des résultats de Suncor, 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 deuxième trimestre de 2011, la Société a comptabilisé un profit intersectoriel après impôt net de 10 M\$, qui était auparavant éliminé.

Résultats du premier semestre de 2012

Le secteur Siège social, commerce de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 48 M\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 72 M\$ pour le premier semestre de 2011. Au cours du premier semestre de 2012, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 15 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au cours du premier semestre de 2011, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 216 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social, commerce de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 53 M\$ pour le premier semestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 144 M\$ pour le premier semestre de 2011. Cette variation est essentiellement attribuable à l'augmentation de l'escompte du pétrole brut canadien, qui a entraîné une hausse des profits du secteur Commerce de l'énergie et une baisse du montant du profit intersectoriel éliminé à la fin du deuxième trimestre de 2012. En outre, au premier semestre de 2012, la Société a capitalisé une tranche de 94 % 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 76 % au premier semestre de 2011.

6. MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Sables pétrolifères	1 093	1 521	2 270	2 701
Exploration et production	315	194	521	422
Raffinage et commercialisation	158	186	247	292
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	40	40	46	102
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 606	1 941	3 084	3 517
Moins les intérêts capitalisés (compris dans les chiffres ci-dessus)	148	152	306	252
	1 458	1 789	2 778	3 265

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2012			Semestre clos le 30 juin 2012		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	509	445	954	1 137	844	1 981
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	282	66	348	691	91	782
<i>In situ</i>	143	232	375	322	527	849
<i>Coentreprises des sables pétrolifères</i>	84	147	231	124	226	350
Exploration et production	57	258	315	83	436	519
Raffinage et commercialisation	155	1	156	243	1	244
Siège social, commerce de l'énergie et éliminations	33	—	33	34	—	34
	754	704	1 458	1 497	1 281	2 778

(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 deuxième trimestre de 2012, Suncor a affecté un montant de 1,458 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, et elle a capitalisé des intérêts de 148 M\$ dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction. Les activités menées au cours du deuxième trimestre de 2012 comprenaient les activités décrites ci-après.

Sables pétrolifères – Activités de base

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont totalisé 348 M\$. De ce montant, une tranche de 282 M\$ représente des dépenses de maintien. Ces dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées principalement au projet TROMC de la Société, et elles comprennent un montant de 123 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, ainsi qu'au projet de construction d'installations de séchage des résidus. Au cours du trimestre, la Société a mis en service des actifs du projet d'infrastructure TROMC et a commencé à utiliser ces actifs. Les dépenses en immobilisations de croissance du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont été axées principalement sur l'achèvement de l'unité d'hydrogène du projet Millennium Naphta Unit (MNU). La Société prévoit démarrer le projet MNU au début du troisième trimestre de 2012.

Activités in situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 375 M\$. De ce montant, 232 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 158 M\$, ce qui porte à environ 1,502 G\$ le total des dépenses en immobilisations affectées à ce jour à ce projet. Les activités de construction se poursuivent comme prévu. La Société prévoit commencer l'injection de vapeur aux nouvelles plateformes de puits au quatrième trimestre de 2012 et enregistrer les premiers volumes de production au début du premier trimestre de 2013. Les dépenses en immobilisations de maintien

liées aux activités *in situ* ont totalisé 143 M\$ et ont été affectées principalement aux activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction relatives aux plateformes de puits qui assureront le maintien des niveaux de production actuels de MacKay River et 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 84 M\$, ce qui comprend un montant de 10 M\$ lié au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement de l'équipement de la mine Aurora.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a engagé des dépenses en immobilisations de croissance de 147 M\$. Les dépenses relatives au projet de l'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. Les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Fort Hills ont porté sur l'achèvement des travaux de conception et d'ingénierie, la préparation du site et l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison. Les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Joslyn North (exploité par Total E&P), le moins avancé des trois projets, ont été affectées aux travaux de conception et d'ingénierie et à la préparation du site. Le budget relatif à la mise en valeur des trois projets devrait être présenté au conseil d'administration de Suncor en 2013, aux fins d'approbation. 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

Le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 315 M\$, dont une tranche de 258 M\$ a été affectée aux projets de croissance et aux activités de prospection. Les dépenses de croissance comprennent un montant de 62 M\$ lié au développement de la zone Golden Eagle, qui a été affecté principalement aux travaux d'ingénierie détaillée ainsi qu'à 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 de développement menés par le secteur Côte Est du Canada et aux travaux d'ingénierie et de préparation du site de construction liés au projet Hebron. Au cours du trimestre, la Société a entrepris le forage de trois nouveaux puits de prospection extracôtiers. Deux de ces puits sont situés au large de la Norvège (l'un d'eux constitue le deuxième puits d'évaluation dans la zone Beta et l'autre se rapporte au permis PL 447 et est connu sous le nom de Cooper), et le troisième puits est situé au large du Royaume-Uni, dans la zone North Terrace du champ Buzzard. Les investissements de maintien ont été axés sur les programmes de maintenance planifiés menés à Terra Nova et à White Rose.

L'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a approuvé le plan de développement d'Hebron. Suncor s'attend à ce que les propriétaires de la coentreprise chargée du projet Hebron prennent une décision quant à l'autorisation des dépenses liées au projet vers la fin de 2012 ou au début de 2013.

Le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 158 M\$. Au cours du trimestre, la Société a mené à bien son projet visant à réduire la teneur en benzène de l'essence produite à la raffinerie de Commerce City dans les délais et selon le budget prévus.

7. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les 30 juin	2012	2011
Rendement du capital investi ⁽¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets d'envergure en cours	14,3	11,1
Compte tenu des projets d'envergure en cours	10,9	8,1
Ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽²⁾ (en nombre de fois)	0,6	1,0
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ⁽³⁾	11,3	10,2
Base des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ^{(2), (4)}	17,8	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.

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, aux facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi qu'aux émissions de papier commercial et aux émissions de débentures ou de billets à long terme auxquelles elle procédera. 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 1,363 G\$ au premier semestre de 2012, ce qui comprend l'incidence de la remise de 548 M\$ aux actionnaires dans le cadre du programme de rachat d'actions. Pour la période de 12 mois close le 30 juin 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 4,793 G\$ au 30 juin 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.

Évolution de la dette nette

Trimestre et semestre clos le 30 juin (en millions de dollars)	T2	CUM
Dette nette au début de la période	5 966	6 976
Diminution de la dette nette	(342)	(1 352)
Dette nette au 30 juin 2012	5 624	5 624
Diminution de la dette nette		
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	2 344	4 770
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 610)	(3 088)
Produit des cessions, déduction faite des coûts d'acquisition	6	43
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(130)	(198)
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options	(548)	(731)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et autres	428	563
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	(148)	(7)
	342	1 352

La dette nette de Suncor s'établissait à 5,624 G\$ au 30 juin 2012, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011. Au cours du premier semestre de 2012, la dette nette a diminué de 1,352 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, partiellement contrebalancés par les rachats d'actions.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. 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 30 juin 2012, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 22 % (22 % au 31 décembre 2011). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités opérationnelles.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2012	31 décembre 2011
Dette à court terme	765	763
Tranche courante de la dette à long terme	12	12
Dette à long terme	10 013	10 004
Dette totale	10 790	10 779
Moins la trésorerie et ses équivalents	5 166	3 803
Dette nette	5 624	6 976
Capitaux propres	39 192	38 600
Dette totale majorée des capitaux propres	49 982	49 379
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	22	22

Placements à court terme

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et équivalents de trésorerie. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements

concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois, et toutes les contreparties aux placements devront avoir une notation élevée. Au 30 juin 2012, l'échéance moyenne pondérée du portefeuille de placements à court terme était d'environ 43 jours.

Actions ordinaires

Actions en circulation

30 juin 2012 (en milliers)

Actions ordinaires	1 544 490
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	50 151
Options sur actions ordinaires – exerçables	30 954

Au 20 juillet 2012, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 545 585 828 et le nombre total d'options sur actions ordinaires, exerçables et non exerçables, en circulation s'élevait à 49 967 823. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

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 laquelle elle est autorisée à racheter de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1,0 G\$ entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012. Dans le cadre de cette offre publique de rachat, Suncor a 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 deuxième trimestre de 2012, la Société a également annoncé qu'elle avait obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de lancer un programme lui permettant d'émettre des options de vente visant ses actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Aux termes de ce programme, Suncor peut émettre des options de vente en faveur d'une institution financière canadienne. Les options de vente émises permettront à l'acquéreur de vendre à Suncor, à la date d'expiration des options et au prix convenu à la date de leur émission, un nombre préétabli d'actions ordinaires de Suncor. Suncor reçoit une prime de l'institution financière pour chaque option émise.

Aux termes de l'offre publique de rachat, Suncor ne rachètera pas plus de 45 839 791 actions ordinaires entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012, ce qui comprend les actions acquises à l'exercice d'options de vente. Le nombre d'options de vente émises, les prix d'exercice, les dates d'expiration et les primes reçues par Suncor sont établis par voie de négociation entre Suncor et l'acquéreur, et ils sont assujettis aux limites qui ont été fixées par la TSX pour l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Le nombre réel d'actions ordinaires rachetées aux termes de l'offre publique de rachat et le moment des rachats seront établis par la Société. Toutes les actions ordinaires rachetées aux termes de l'offre publique de rachat seront annulées.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, la Société a racheté 18 759 300 actions ordinaires au prix moyen de 29,28 \$ l'action, pour un coût de rachat totalisant 549 M\$. Au cours du premier semestre de 2012, la Société a racheté 24 225 500 actions ordinaires au prix moyen de 30,22 \$ l'action, pour un coût de rachat totalisant 732 M\$. En date du 20 juillet 2012, la Société avait racheté une tranche supplémentaire de 4 690 300 actions au prix moyen de 29,84 \$ l'action, pour un coût de rachat totalisant 140 M\$.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, la Société a reçu une prime totalisant 1,3 M\$ pour avoir émis 1 250 000 options de vente. De ce nombre, 250 000 options ont expiré en juin, sans avoir été exercées. Aucune action n'a été rachetée par suite de l'exercice d'options de vente. Au 30 juin 2012, 1 000 000 d'options de vente comportant un prix d'exercice moyen pondéré de 27,42 \$ par action ordinaire étaient en cours. Toutes les options expirent avant le 5 septembre 2012.

Au moment où elle émet une option de vente, Suncor comptabilise un passif d'un montant équivalant au prix d'exercice, et elle réduit les capitaux propres du même montant. Si les options ne sont pas exercées, le montant du passif est repris et crédité aux capitaux propres. Le montant de la prime en trésorerie que Suncor reçoit en contrepartie des options de vente qu'elle émet est comptabilisé en augmentation des capitaux propres et est présenté dans le tableau consolidé des flux de trésorerie en diminution du montant de trésorerie payé pour le rachat des actions ordinaires aux fins d'annulation. Cette prime n'a aucune incidence sur le résultat net de la Société.

	Trimestre et semestre clos le 30 juin 2012		Période de 12 mois close le 31 décembre 2011
	T2	CUM	
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées directement	18 759	24 226	17 128
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—	—
	18 759	24 226	17 128
Coûts de rachat d'actions (en millions de dollars)			
Coût de rachat	549	732	500
Prime des options reçue	(1)	(1)	—
	548	731	500
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	29,28	30,22	29,19

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.

8. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

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

Sommaire des résultats opérationnels

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010
Production totale (kbep/j)	542,4	562,3	576,5	546,0	460,0	601,3	625,6	635,5
Sables pétrolifères	337,8	341,1	356,8	362,5	277,2	360,6	363,8	338,3
Exploration et production	204,6	221,2	219,7	183,5	182,8	240,7	261,8	297,2
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances ⁽¹⁾	9 599	9 653	9 906	10 239	9 255	8 943	8 982	7 717
Autres produits	123	105	60	184	77	132	358	(45)
	9 722	9 758	9 966	10 423	9 332	9 075	9 340	7 672
Résultat net	333	1 457	1 427	1 287	562	1 028	1 286	1 224
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,21	0,93	0,91	0,82	0,36	0,65	0,82	0,78
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,20	0,93	0,91	0,76	0,31	0,65	0,82	0,78
Résultat opérationnel ⁽²⁾	1 258	1 329	1 427	1 789	980	1 478	808	617
par action ordinaire – de base ⁽²⁾ (en dollars)	0,81	0,85	0,91	1,14	0,62	0,94	0,52	0,39
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ⁽²⁾	2 344	2 426	2 650	2 721	1 982	2 393	2 132	1 630
par action ordinaire – de base ⁽²⁾ (en dollars)	1,51	1,55	1,69	1,73	1,26	1,52	1,36	1,04
RCI ⁽²⁾ (% sur 12 mois)	14,3	14,8	13,8	13,4	11,1	12,5	11,4	9,3
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	29,44	32,59	29,38	26,76	37,80	43,48	38,28	33,50
Bourse de New York (\$ US)	28,95	32,70	28,83	25,44	39,10	44,84	38,29	32,55

- (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.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	93,50	102,95	94,05	89,75	102,55	94,10	85,20	76,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	108,90	118,35	109,00	113,40	117,30	104,95	86,50	76,85
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,85	9,45	5,55	14,80	14,05	15,65	10,85	9,35
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	84,45	92,80	98,20	92,50	103,85	88,40	80,70	74,90
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	22,90	21,45	10,45	17,65	17,65	22,85	18,10	15,65
Condensat à Edmonton	\$ US/b	99,40	110,00	108,70	101,65	112,40	98,35	85,70	74,50
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,85	2,50	3,45	3,70	3,75	3,80	3,60	3,50
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/b	31,95	25,80	22,80	36,45	29,25	19,40	12,20	9,60
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/b	27,85	18,80	19,20	33,30	29,70	16,45	9,20	10,15
Portland, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/b	37,90	27,70	26,45	36,50	29,35	21,40	13,50	16,60
Côte du golfe du Mexique, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/b	29,30	25,45	20,40	33,10	27,30	18,50	8,50	8,60
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,99	1,00	0,98	1,02	1,03	1,01	0,99	0,96
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,98	1,00	0,98	0,95	1,04	1,03	1,01	0,97

(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 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties après impôt de 694 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Syrie par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur après impôt de 514 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Libye par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales.
- 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 et au deuxième semestre de 2010 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 de Suncor 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.

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 et semestre clos le	
	T2	CUM
Produits bruts	(255)	(568)
Achats de pétrole brut et de produits	(255)	(568)
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.

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur à l'égard d'immobilisations corporelles liées à ses activités en Syrie. La valeur comptable de ces actifs a été ajustée en fonction de la meilleure estimation de la valeur nette recouvrable formulée par la direction selon la méthode de la valeur d'utilité, qui a été déterminée au moyen d'un modèle de flux de trésorerie attendus actualisés en fonction de différents scénarios pondérés en fonction de la probabilité, à savoir i) la reprise des activités dans 18 mois, ii) la reprise des activités dans 30 mois et iii) aucune reprise des activités. Les scénarios envisageant la reprise des activités de la Société reposent sur la meilleure estimation de celle-ci des prix qu'elle obtiendra pour les ventes de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel réalisées aux termes de ses ententes de commercialisation, sur les prévisions de production fondées sur l'estimation des réserves probables et prouvées formulée par des évaluateurs de réserves qualifiés externes (le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz de Suncor est présenté dans sa notice annuelle de 2011), ainsi que sur les estimations des charges opérationnelles et des frais de mise en valeur établies d'après les plans commerciaux de Suncor élaborés avant l'interruption des activités. Les flux de trésorerie ont été actualisés selon un taux ajusté en fonction du

risque de 19 %, lequel représente la meilleure estimation de la direction quant au risque continu associé à l'exercice d'activités en Syrie. Ces pertes de valeur pourraient être reprises au cours de périodes ultérieures si les incertitudes sous-jacentes aux hypothèses de la direction venaient à se dissiper.

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 30 juin 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 30 juin 2012, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 juin 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 qu'a connue la Libye et des événements qui ont cours 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 30 avril 2012. Le communiqué de presse de Suncor daté du 24 juillet 2012, également déposé sur le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com, contient les prévisions mises à jour de la Société.

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. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. 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. 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. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière consolidée » du présent rapport de gestion.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI 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.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets d'envergure en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets d'envergure en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts capitalisés se rapportant aux projets d'envergure qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en voie d'évaluation. La direction utilise le RCI à l'exclusion des projets d'envergure en cours pour évaluer le rendement des actifs opérationnels.

Périodes de 12 mois closes les 30 juin (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2012	2011
Ajustements du résultat net			
Résultat net		4 505	4 104
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente (profit) sur la dette à long terme libellée en dollars américains		391	(690)
Charge d'intérêts		31	234
	A	4 927	3 648
Capital investi – au début de la période de 12 mois			
Dette nette		7 738	13 319
Capitaux propres		36 789	32 896
		44 527	46 215
Capital investi – à la fin de la période de 12 mois			
Dette nette		5 624	7 738
Capitaux propres		39 192	36 789
		44 816	44 527
Capital moyen investi	B	45 263	45 248
RCI, y compris les projets d'envergure en cours (%)	A/B	10,9	8,1
Coûts capitalisés moyens liés aux projets d'envergure en cours	C	10 754	12 520
RCI, à l'exclusion des projets d'envergure en cours (%)	A/(B-C)	14,3	11,1

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 paiement ou au montant des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôticières, 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 30 juin (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	356	371	(430)	(212)	499	313	(92)	90	333	562
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	469	334	966	847	112	112	45	17	1 592	1 310
Impôt sur le résultat différé	223	140	55	51	112	99	(34)	23	356	313
Augmentation des passifs	29	26	16	18	1	1	—	—	46	45
Perte de change latente (profit) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	163	(62)	163	(62)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	2	—	2	—	4	—	44	(21)	52	(21)
Profit à la cession d'actifs	(3)	(6)	—	(50)	(2)	(4)	—	—	(5)	(60)
Rémunération fondée sur des actions	(25)	(16)	(5)	(3)	(14)	(12)	(20)	(70)	(64)	(101)
Frais de prospection	—	—	58	17	—	—	—	—	58	17
Passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(79)	(94)	(7)	(6)	(4)	(3)	—	—	(90)	(103)
Autres	(29)	(22)	1	20	—	(6)	(69)	90	(97)	82
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	943	733	656	682	708	500	37	67	2 344	1 982
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(686)	469	173	185	177	(108)	801	(278)	465	268
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles	257	1 202	829	867	885	392	838	(211)	2 809	2 250

Semestres clos les 30 juin (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	963	976	(98)	(398)	973	940	(48)	72	1 790	1 590
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	909	645	1 326	1 201	223	214	81	35	2 539	2 095
Impôt sur le résultat différé	436	330	48	304	262	302	(72)	(21)	674	915
Augmentation des passifs	58	44	32	37	2	2	—	—	92	83
Perte de change latente (profit) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	17	(248)	17	(248)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	2	—	—	—	2	3	9	(79)	13	(76)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(32)	106	—	96	(4)	(10)	—	(1)	(36)	191
Rémunération fondée sur des actions	(7)	32	(2)	6	(6)	25	(4)	9	(19)	72
Frais de prospection	—	—	59	19	—	—	—	—	59	19
Passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(232)	(227)	(17)	(9)	(7)	(5)	—	—	(256)	(241)
Autres	(36)	(36)	(15)	9	4	(42)	(56)	44	(103)	(25)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles	2 061	1 870	1 333	1 265	1 449	1 429	(73)	(189)	4 770	4 375
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(1 072)	(252)	79	726	(40)	(771)	1 546	690	513	393
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	989	1 618	1 412	1 991	1 409	658	1 473	501	5 283	4 768

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 :

	Trimestre clos le 30 juin 2011		Semestre clos le 30 juin 2011	
	en millions de dollars	\$/b	en millions de dollars	\$/b
Charges opérationnelles décaissées, montant déjà établi	1 134	51,00	2 184	42,60
Éléments ajoutés au calcul des charges opérationnelles décaissées :				
Programmes de sécurité	8		16	
Éléments supprimés du calcul des charges opérationnelles décaissées :				
Coût des charges d'alimentation du gaz naturel destiné aux procédés de valorisation secondaire	(10)		(24)	
Augmentation des passifs	(16)		(32)	
Diluant acheté	(40)		(40)	
Charges opérationnelles décaissées après retraitement, montant présenté dans le présent rapport de gestion	1 076	48,40	2 104	41,05

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 l'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 secteur Raffinage et commercialisation devrait être en mesure de neutraliser en grande partie l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du brut grâce à ses coûts des charges d'alimentation moins élevés;
- la Société rencontrera une zone de minerai de bitume de qualité inférieure à la mine Millennium jusqu'au quatrième trimestre de 2012.

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, vers la fin du troisième trimestre de 2012 et au début du quatrième trimestre de 2012, à des travaux de maintenance périodiques planifiés portant sur l'usine de valorisation 2, notamment sur les unités de valorisation secondaire, ainsi que sur les installations d'extraction minière et les installations de traitement centralisé de MacKay River;
- l'attente de la Société selon laquelle la production reprendra à Terra Nova au cours du quatrième trimestre de 2012 et le programme de maintenance à quai d'une durée de 21 semaines prévu comprendra le remplacement de la tête d'injection d'eau du navire PSD, ainsi que le remplacement des infrastructures sous-marines, ainsi que d'autres travaux de maintenance périodiques planifiés;
- l'attente de la Société selon laquelle la production à White Rose redémarrera au cours du troisième trimestre de 2012;
- les travaux de maintenance planifiés devant être entrepris à Buzzard au début de septembre 2012 et se poursuivre jusqu'à la mi-octobre, et les travaux de maintenance planifiés d'une durée de trois semaines devant être entrepris à Hibernia 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, considérant le fait que :

- l'injection de vapeur aux nouvelles plateformes de puits de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag débutera au quatrième trimestre de 2012 et la production provenant de ces plateformes de puits démarrera au début du premier trimestre de 2013;
- les activités liées au démarrage de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag s'intensifieront au cours du deuxième semestre de 2012;
- le projet MNU démarrera au début du troisième trimestre de 2012 et permettra de stabiliser la capacité de valorisation secondaire et d'offrir une flexibilité durant l'exécution des travaux de maintenance portant sur les unités de valorisation secondaire au cours des trimestres à venir;
- les propriétaires de la coentreprise chargée du projet Hebron prendront une décision quant à l'autorisation des dépenses relatives au projet vers la fin de 2012 ou au début de 2013;
- la Société continuera à évaluer le nouveau gisement de la zone Beta en procédant à des levés sismiques et au forage de nouveaux puits d'évaluation en 2013 et en 2014;
- la construction de nouvelles plateformes de puits soutiendra 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.

Autres éléments :

- l'évaluation par la Société de la dépréciation des actifs en Syrie, y compris les pertes de valeur et les sorties comptabilisées au deuxième trimestre de 2012 et la détermination de la valeur comptable de ces actifs au 30 juin 2012;
- l'appréciation par la Société de la situation en Libye, y compris les montants comptabilisés à titre de pertes de valeur au deuxième trimestre de 2011;
- 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 de l'usine de valorisation Voyageur 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;
- 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, des facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi que des émissions de papier commercial et des émissions de débentures ou de billets à long terme auxquelles elle peut procéder, 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;
- 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;

- 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.

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 socioéconomique 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 3)	9 599	9 255	19 252	18 198
Autres produits (note 4)	123	77	228	209
	9 722	9 332	19 480	18 407
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	4 493	4 823	8 489	8 312
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	2 030	1 934	4 484	4 225
Transport	164	187	320	354
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur (note 5)	1 592	1 310	2 539	2 095
Prospection	96	31	141	89
Perte (profit) à la cession d'actifs	(5)	(60)	(36)	191
Frais de démarrage de projets	22	46	23	83
Charges (produits) de financement (note 8)	212	20	130	(29)
	8 604	8 291	16 090	15 320
Résultat avant impôt	1 118	1 041	3 390	3 087
Impôt sur le résultat				
Exigible	429	166	926	582
Différé (note 9)	356	313	674	915
	785	479	1 600	1 497
Résultat net	333	562	1 790	1 590
Autres éléments du résultat global				
Ajustement de différences de conversion	69	4	19	41
Différences de conversion reclassées au résultat net	—	—	—	14
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 47 \$ (13 \$ en 2011) et de 56 \$ (9 \$ en 2011) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin, respectivement	(135)	(44)	(144)	(26)
Autres éléments du résultat global	(66)	(40)	(125)	29
Résultat global	267	522	1 665	1 619
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)				
De base	0,21	0,36	1,15	1,01
Dilué	0,20	0,31	1,14	0,99
Dividendes en trésorerie	0,13	0,11	0,24	0,21

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2012	31 déc. 2011
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 166	3 803
Débiteurs	4 738	5 412
Stocks	3 372	4 205
Impôt sur le résultat à recouvrer	722	704
Total de l'actif courant	13 998	14 124
Immobilisations corporelles, montant net	53 768	52 589
Prospection et évaluation	4 036	4 554
Autres actifs	314	311
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 135	3 139
Actifs d'impôt différé	75	60
Total de l'actif	75 326	74 777
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	765	763
Tranche courante de la dette à long terme	12	12
Créditeurs et charges à payer	6 813	7 755
Tranche courante des provisions	1 111	811
Impôt à payer	1 309	969
Total du passif courant	10 010	10 310
Dette à long terme	10 013	10 004
Autres passifs non courants	2 181	2 392
Provisions	3 562	3 752
Passifs d'impôt différé	10 368	9 719
Capitaux propres	39 192	38 600
Total du passif et des capitaux propres	75 326	74 777

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Activités opérationnelles				
Résultat net	333	562	1 790	1 590
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 592	1 310	2 539	2 095
Impôt sur le résultat différé	356	313	674	915
Désactualisation	46	45	92	83
Perte (profit) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	163	(62)	17	(248)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	52	(21)	13	(76)
Perte (profit) à la cession d'actifs	(5)	(60)	(36)	191
Rémunération fondée sur des actions	(64)	(101)	(19)	72
Prospection	58	17	59	19
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(90)	(103)	(256)	(241)
Autres	(97)	82	(103)	(25)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	465	268	513	393
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 809	2 250	5 283	4 768
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 606)	(1 941)	(3 084)	(3 517)
Acquisitions	—	—	—	(842)
Produit de la cession d'actifs	6	268	43	2 958
Autres placements	(4)	(3)	(4)	2
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	(37)	(772)	50	44
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 641)	(2 448)	(2 995)	(1 355)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	16	(1)	2	(1 233)
Variation nette de la dette à long terme	(2)	(6)	(7)	(10)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	68	17	167	185
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 7)	(548)	—	(731)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(198)	(171)	(365)	(324)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(664)	(161)	(934)	(1 382)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	504	(359)	1 354	2 031
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	14	(9)	9	(11)
Trésorerie et équivalents au début de la période	4 648	3 465	3 803	1 077
Trésorerie et équivalents à la fin de la période	5 166	3 097	5 166	3 097
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	253	273	317	374
Impôt sur le résultat payé	253	2	621	310

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	—	—	—	—	1 590	1 590	—
Différences de conversion	—	—	55	—	—	55	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(26)	(26)	—
Résultat global	—	—	55	—	1 564	1 619	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	284	(44)	—	—	—	240	8 105
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	—	(6)	—	171
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	61	—	—	—	61	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(324)	(324)	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	1	—	—	—	1	—
30 juin 2011	20 478	525	(396)	14	16 168	36 789	1 573 765
31 décembre 2011	20 303	545	(207)	14	17 945	38 600	1 558 636
Résultat net	—	—	—	—	1 790	1 790	—
Différences de conversion	—	—	19	—	—	19	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(144)	(144)	—
Résultat global	—	—	19	—	1 646	1 665	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	219	(38)	—	—	—	181	9 799
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	9	—	—	—	(9)	—	280
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 7)	(315)	—	—	—	(416)	(731)	(24 225)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions (note 7)	(111)	—	—	—	(106)	(217)	—
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	59	—	—	—	59	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(365)	(365)	—
30 juin 2012	20 105	566	(188)	14	18 695	39 192	1 544 490

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 24 juillet 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 30 juin										
(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	1 873	2 000	1 651	1 366	6 538	6 330	6	17	10 068	9 713
Produits intersectoriels	635	723	154	157	49	40	(838)	(920)	—	—
Moins les redevances	(77)	(161)	(392)	(297)	—	—	—	—	(469)	(458)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	2 431	2 562	1 413	1 226	6 587	6 370	(832)	(903)	9 599	9 255
Autres produits	11	6	(1)	(18)	11	7	102	82	123	77
	2 442	2 568	1 412	1 208	6 598	6 377	(730)	(821)	9 722	9 332
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	57	304	122	186	5 187	5 278	(873)	(945)	4 493	4 823
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 174	1 253	278	184	522	505	56	(8)	2 030	1 934
Transport	103	100	36	28	51	54	(26)	5	164	187
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	469	334	966	847	112	112	45	17	1 592	1 310
Prospection	11	8	85	23	—	—	—	—	96	31
Profit à la cession d'actifs	(3)	(6)	—	(50)	(2)	(4)	—	—	(5)	(60)
Frais de démarrage de projets	21	46	—	—	1	—	—	—	22	46
Charges (produits) de financement	32	18	(9)	25	(1)	(1)	190	(22)	212	20
	1 864	2 057	1 478	1 243	5 870	5 944	(608)	(953)	8 604	8 291
Résultat avant impôt	578	511	(66)	(35)	728	433	(122)	132	1 118	1 041
Impôt sur le résultat										
Exigible	(1)	—	309	127	117	21	4	18	429	166
Différé	223	140	55	50	112	99	(34)	24	356	313
	222	140	364	177	229	120	(30)	42	785	479
Résultat net	356	371	(430)	(212)	499	313	(92)	90	333	562
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	1 093	1 521	315	194	158	186	40	40	1 606	1 941

Semestres clos les 30 juin

(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	4 208	4 045	3 341	2 972	12 901	12 168	29	26	20 479	19 211
Produits intersectoriels	1 517	1 569	426	366	86	41	(2 029)	(1 976)	—	—
Moins les redevances	(357)	(284)	(870)	(729)	—	—	—	—	(1 227)	(1 013)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	5 368	5 330	2 897	2 609	12 987	12 209	(2 000)	(1 950)	19 252	18 198
Autres produits	14	7	40	(15)	9	44	165	173	228	209
	5 382	5 337	2 937	2 594	12 996	12 253	(1 835)	(1 777)	19 480	18 407
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	105	355	254	306	10 199	9 573	(2 069)	(1 922)	8 489	8 312
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	2 691	2 573	471	420	1 091	1 080	231	152	4 484	4 225
Transport	175	185	66	60	99	113	(20)	(4)	320	354
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	909	645	1 326	1 201	223	214	81	35	2 539	2 095
Prospection	51	48	90	41	—	—	—	—	141	89
Perte (profit) à la cession d'actifs	(32)	106	—	96	(4)	(10)	—	(1)	(36)	191
Frais de démarrage de projets	22	83	—	—	1	—	—	—	23	83
Charges (produits) de financement	61	36	34	50	(2)	5	37	(120)	130	(29)
	3 982	4 031	2 241	2 174	11 607	10 975	(1 740)	(1 860)	16 090	15 320
Résultat avant impôt	1 400	1 306	696	420	1 389	1 278	(95)	83	3 390	3 087
Impôt sur le résultat										
Exigible	1	—	746	515	154	36	25	31	926	582
Différé	436	330	48	303	262	302	(72)	(20)	674	915
	437	330	794	818	416	338	(47)	11	1 600	1 497
Résultat net	963	976	(98)	(398)	973	940	(48)	72	1 790	1 590
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	2 270	2 701	521	422	247	292	46	102	3 084	3 517

(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 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2011
Produits des activités ordinaires, montant brut	(255)	(568)
Achats de pétrole brut et de produits	(255)	(568)
Résultat net	—	—

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2012	Trimestres clos les 30 juin 2011	2012	Semestres clos les 30 juin 2011
Activités de gestion des risques	6	(2)	(1)	(20)
Commerce d'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	28	132	128	155
Profits (pertes) à l'évaluation des stocks	44	(86)	25	(45)
Produit financier et produit d'intérêt	18	24	36	96
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	17	20	26	32
Autres	10	(11)	14	(9)
	123	77	228	209

5. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Syrie

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 694 M\$ relativement aux actifs de son secteur Exploration et production en Syrie. En décembre 2011, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et interrompu ses activités puis cessé de comptabiliser la production en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales touchant le pays. Aucune production n'a été comptabilisée en Syrie en 2012.

Comme la situation politique n'avait pas été résolue à la fin du deuxième trimestre, les actifs de la Société en Syrie ont été soumis à un test de dépréciation. Pour calculer les pertes de valeur des actifs de la Société, la valeur recouvrable a été établie selon la méthode de la valeur d'utilité. La Société a utilisé une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après les réserves à la fin de l'exercice 2011 actualisées selon les meilleures estimations de la Société concernant les prix obtenus, en fonction des trois scénarios suivants : i) une reprise des activités normales d'ici 18 mois, ii) une reprise des activités normales d'ici 30 mois et iii) une perte totale. Ces scénarios ont été pondérés selon les probabilités, lesquelles se fondent sur les meilleures estimations de la Société et la valeur actuelle selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 19 %. Ce calcul est très sensible à l'hypothèse de la direction concernant la vraisemblance relative de ces trois scénarios et les prix obtenus.

Les pertes de valeur ont été comptabilisées dans la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur et imputées aux immobilisations corporelles (604 M\$) et aux autres actifs courants (23 M\$).

Au 30 juin 2012, la Société a aussi radié le reste de ses débiteurs en Syrie (67 M\$). Une provision de 63 M\$ avait été comptabilisée au 31 décembre 2011.

Libye

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a constaté des pertes de valeur après impôt de 514 M\$ relativement à des actifs de son secteur Exploration et production en Libye, la production ayant été interrompue en raison de la violence politique en Libye. Les pertes de valeur ont été inscrites au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » et portées en diminution des immobilisations corporelles (259 M\$), des actifs de prospection et d'évaluation (211 M\$) et des stocks (44 M\$).

Au troisième trimestre de 2011, la Société a procédé à la reprise de la perte de valeur de 11 M\$ qui avait été comptabilisée relativement aux stocks de pétrole brut. Cette reprise s'explique par la levée de sanctions politiques et le fait que le coentrepreneur a confirmé l'existence des stocks de pétrole brut que la Société avait radiés.

Au 30 juin 2012, il n'y a eu aucun changement dans l'évaluation globale de la dépréciation des actifs de la Société, et aucune reprise de perte de valeur n'a été constatée, sauf celle décrite ci-dessus.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge (le recouvrement) 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)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	19	19	59	61
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	(81)	(117)	31	111
	(62)	(98)	90	172

7. 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.

En mai 2012, la Société a reçu l'autorisation d'émettre des options de vente dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Les options confèrent à leur acheteur le droit de revendre un nombre préétabli d'actions à la Société au prix convenu à la date d'émission.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, la Société a racheté 24,2 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 731 M\$, déduction faite de la prime des options de 1,3 M\$ comptabilisée dans le capital-actions. Une tranche de 315 M\$ de ce montant a été imputée au capital-actions (déduction faite de la prime des options de 1,3 M\$) et une tranche de 416 M\$, aux résultats non distribués. La Société a aussi comptabilisé un passif de 190 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, 84 M\$ ont été imputés au capital-actions et 106 M\$, aux résultats non distribués.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, la Société a émis 1,3 million d'options, dont 0,3 million sont arrivées à échéance sans avoir été exercées au cours de la période. Au 30 juin 2012, 1,0 million d'options étaient en circulation, leur prix d'exercice moyen pondéré étant de 27,42 \$ par action ordinaire. La Société a aussi comptabilisé un passif de 27 M\$ au titre des actions ordinaires qui auraient été annulées si les options en cours avaient été exercées au 30 juin 2012. Les options arrivent toutes à échéance avant le 5 septembre 2012.

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.

8. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Intérêts sur la dette	164	171	326	332
Intérêts capitalisés	(148)	(152)	(306)	(252)
Charge d'intérêts	16	19	20	80
Désactualisation	46	45	92	83
Perte (profit) de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	163	(62)	17	(248)
Écarts de change et autres	(13)	18	1	56
	212	20	130	(29)

9. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au deuxième trimestre de 2012, le gouvernement ontarien a pratiquement adopté une loi visant le gel du taux général d'imposition des sociétés au taux actuel de 11,5 %, plutôt que la réduction prévue qui devait le ramener à 10 %. La Société a donc comptabilisé une hausse de 88 M\$ de la charge d'impôt différé relativement à la réévaluation des soldes d'impôt différé.

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.

10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	30 juin 2011	2012	30 juin 2011
Résultat net	333	562	1 790	1 590
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions ⁽¹⁾	(18)	(65)	(13)	(14)
Résultat net dilué	315	497	1 777	1 576
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 554	1 574	1 557	1 572
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	4	13	5	14
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 558	1 587	1 562	1 586
(dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,21	0,36	1,15	1,01
Résultat dilué par action	0,20	0,31	1,14	0,99

(1) Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une option de versement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait l'effet dilutif le plus important pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011.

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Semestres clos les		Période de 12 mois close le
	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	30 juin 2012	30 juin 2011	31 déc. 2011
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	337,8	341,1	356,8	362,5	277,2	339,5	318,6	339,3
Production, à l'exclusion de Syncrude								
Total (kb/j)	309,2	305,7	326,5	326,6	243,4	307,5	282,5	304,7
Firebag (kb/j de bitume)	95,8	83,6	71,7	54,8	56,4	89,7	55,8	59,5
MacKay River (kb/j de bitume)	32,0	31,0	29,7	29,0	29,4	31,5	30,7	30,0
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	98,9	89,5	109,9	80,4	50,5	94,2	75,6	85,5
Diesel	27,0	32,8	36,1	30,7	11,5	29,9	15,0	24,3
Brut léger sulfureux	110,9	183,0	158,1	194,6	146,8	146,9	164,8	170,6
Bitume	56,7	27,5	14,5	24,0	34,0	42,1	28,9	24,0
Total des ventes	293,5	332,8	318,6	329,7	242,8	313,1	284,3	304,4
Prix de vente moyen⁽¹⁾ (\$/b)								
Brut léger peu sulfureux	88,18	98,57	103,51	95,75	107,96	93,17	96,28	98,50
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	73,79	88,14	94,07	81,65	85,98	81,68	82,29	84,93
Total	78,64	90,95	97,33	85,09	90,56	85,13	86,01	88,74
Charges opérationnelles (\$/b)								
Charges décaissées	37,60	36,25	37,05	34,35	45,90	36,90	38,75	37,10
Gaz naturel	1,40	1,85	1,95	1,40	2,50	1,65	2,30	1,95
Charges opérationnelles décaissées*⁽²⁾	39,00	38,10	39,00	35,75	48,40	38,55	41,05	39,05
Frais de démarrage de projets	0,75	0,05	0,70	1,95	2,05	0,40	1,60	1,45
Total des charges opérationnelles décaissées⁽³⁾	39,75	38,15	39,70	37,70	50,45	38,95	42,65	40,50
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion	15,05	14,15	11,55	9,90	13,10	14,60	10,40	10,55
Total des charges opérationnelles⁽⁴⁾	54,80	52,30	51,25	47,60	63,55	53,55	53,05	51,05
Charges opérationnelles – production de bitume <i>in situ</i> seulement (\$/b)								
Charges décaissées	17,75	18,80	23,75	21,25	18,30	18,25	17,35	20,10
Gaz naturel	3,05	3,65	5,15	5,55	5,65	3,30	5,50	5,40
Charges opérationnelles décaissées*⁽⁵⁾	20,80	22,45	28,90	26,80	23,95	21,55	22,85	25,50
Frais de démarrage de projets	0,20	(1,25)	0,50	6,30	5,20	(0,50)	4,70	3,90
Total des charges opérationnelles décaissées⁽⁶⁾	21,00	21,20	29,40	33,10	29,15	21,05	27,55	29,40
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	11,70	8,55	9,90	7,05	6,30	10,20	5,95	7,35
Total des charges opérationnelles⁽⁷⁾	32,70	29,75	39,30	40,15	35,45	31,25	33,50	36,75
Production de Syncrude								
(kb/j)	28,6	35,4	30,3	35,9	33,8	32,0	36,1	34,6
Prix de vente moyen⁽¹⁾ (\$/b)	90,61	98,82	105,33	98,35	111,86	95,15	102,03	101,80
Charges opérationnelles** (\$/b)								
Charges décaissées	52,15	32,25	45,85	38,20	37,40	41,15	36,05	38,80
Gaz naturel	0,95	1,25	1,65	1,45	1,70	1,10	1,75	1,65
Charges opérationnelles décaissées*⁽²⁾	53,10	33,50	47,50	39,65	39,10	42,25	37,80	40,45
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées⁽³⁾	53,10	33,50	47,50	39,65	39,10	42,25	37,80	40,45
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	17,15	14,80	16,05	11,75	14,10	15,85	17,35	15,60
Total des charges opérationnelles⁽⁴⁾	70,25	48,30	63,55	51,40	53,20	58,10	55,15	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					Semestres clos les		Période de 12 mois close le
	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	30 juin 2012	30 juin 2011	31 déc. 2011
Exploration et production								
Production totale (kbep/j)	204,6	221,2	219,7	183,5	182,8	212,7	211,5	206,7
Amérique du Nord (activités terrestres)								
Production								
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	294	323	335	346	370	308	375	357
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	5,1	5,8	5,0	4,8	5,3	5,5	5,3	5,1
Production totale (Mpi ³ e/j)	325	358	365	375	402	341	406	388
Prix de vente moyen ⁽¹⁾								
Gaz naturel (\$/kpi ³)	1,98	2,42	3,18	3,52	3,75	2,21	3,73	3,55
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	79,25	84,34	90,58	83,98	88,90	81,98	83,37	85,30
Côte Est du Canada								
Production (kb/j)								
Terra Nova	13,3	19,6	14,3	19,4	14,4	16,5	15,7	16,2
Hibernia	31,0	28,7	30,2	32,0	32,1	29,9	30,6	30,9
White Rose	5,5	17,0	18,9	17,7	18,5	11,2	18,7	18,5
	49,8	65,3	63,4	69,1	65,0	57,6	65,0	65,6
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/b)	104,25	122,31	111,77	111,30	112,19	114,50	108,12	108,42
International								
Production (kbep/j)								
<i>Mer du Nord</i>								
Buzzard	57,9	57,0	55,0	33,1	32,7	57,4	41,5	42,9
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	7,6	3,8
<i>Autres – International</i>								
Libye	42,7	39,2	24,6	—	—	40,9	12,0	12,1
Syrie	—	—	15,9	18,8	18,1	—	17,7	17,6
	100,6	96,2	95,5	51,9	50,8	98,3	78,8	76,4
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/bep)								
Buzzard	103,18	111,83	106,41	111,60	113,24	107,47	101,70	105,18
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	111,88	92,49
Autres – International	109,44	118,47	102,42	93,94	91,42	113,76	91,77	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				Semestres clos les		Période de 12 mois close le
	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	30 juin 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	20,2	19,2	20,1	21,4	20,9	19,7	21,0
Distillats	10,7	11,2	12,2	12,7	12,8	11,0	13,0
Total des ventes de carburants de transport	30,9	30,4	32,3	34,1	33,7	30,7	34,0
Produits pétrochimiques	2,3	2,2	1,7	2,3	2,2	2,2	2,2
Asphalte	2,2	1,6	2,2	3,5	2,2	1,9	2,0
Autres	7,0	4,4	4,6	4,4	6,2	5,7	6,2
Total des ventes de produits raffinés	42,4	38,6	40,8	44,3	44,3	40,5	44,4
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	30,6	30,3	30,7	32,3	31,9	30,5	32,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)*	87	86	90	94	94	86	95
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)							
Carburants de transport							
Essence	20,8	19,4	19,7	19,7	18,6	20,1	17,8
Distillats***	18,8	18,4	17,5	18,7	16,2	18,6	17,0
Total des ventes de carburants de transport	39,6	37,8	37,2	38,4	34,8	38,7	34,8
Asphalte	1,8	1,2	1,1	1,9	1,2	1,5	0,9
Autres	3,7	2,5	2,5	2,1	1,9	3,1	1,9
Total des ventes de produits raffinés	45,1	41,5	40,8	42,4	37,9	43,3	37,6
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	37,3	36,4	32,8	36,2	27,0	36,9	31,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)*	101	98	90	100	75	100	86

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

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Semestres clos les		Période de 12 mois close le
	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	30 juin 2012	30 juin 2011	31 déc. 2011
Revenus nets								
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ³ e)								
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	3,48	3,98	4,54	4,82	5,15	3,74	4,94	4,81
Redevances	(0,20)	(0,24)	(0,48)	(0,48)	(0,54)	(0,22)	(0,49)	(0,48)
Frais de transport	(0,34)	(0,27)	(0,23)	(0,26)	(0,25)	(0,30)	(0,23)	(0,23)
Charges opérationnelles	(1,56)	(1,48)	(1,66)	(1,71)	(1,35)	(1,52)	(1,42)	(1,55)
Revenus opérationnels nets	1,38	1,99	2,17	2,37	3,01	1,70	2,80	2,55
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	106,73	123,73	114,35	112,84	114,23	116,37	110,05	110,31
Redevances	(38,83)	(34,72)	(36,95)	(33,56)	(34,99)	(36,50)	(33,52)	(34,49)
Frais de transport	(2,48)	(1,42)	(2,58)	(1,54)	(2,04)	(1,87)	(1,93)	(1,89)
Charges opérationnelles	(12,71)	(8,53)	(9,36)	(6,69)	(7,26)	(10,34)	(7,70)	(8,04)
Revenus opérationnels nets	52,71	79,06	65,46	71,05	69,94	67,66	66,90	65,89
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)								
Prix moyen obtenu ⁽⁸⁾	105,55	114,13	108,43	113,65	115,21	109,80	103,67	107,18
Frais de transport	(2,37)	(2,30)	(2,02)	(2,05)	(1,97)	(2,33)	(1,97)	(2,00)
Charges opérationnelles	(3,36)	(4,80)	(3,64)	(6,34)	(6,66)	(4,08)	(4,75)	(4,71)
Revenus opérationnels nets	99,82	107,03	102,77	105,26	106,58	103,39	96,95	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⁾	109,79	118,84	102,68	94,23	91,67	114,12	92,09	96,06
Redevances	(57,50)	(67,13)	(54,06)	(46,89)	(41,35)	(62,11)	(58,90)	(54,69)
Frais de transport	(0,35)	(0,37)	(0,26)	(0,29)	(0,25)	(0,36)	(0,32)	(0,30)
Charges opérationnelles	(2,76)	(1,86)	(7,52)	(6,84)	(8,48)	(2,33)	(6,19)	(6,75)
Revenus opérationnels nets	49,18	49,48	40,84	40,21	41,59	49,32	26,68	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 rapport de gestion.
- ** Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- *** Les volumes de ventes de distillats présentés antérieurement ont été ajustés afin de retirer certains volumes de ventes provenant du secteur Sables pétrolifères.
- **** En date du 1^{er} janvier 2012, la capacité nominale de la raffinerie de Montréal (Québec) a été augmentée à 137 kb/j et celle de la raffinerie de Commerce City (Colorado), à 98 kb/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