

## TROISIÈME TRIMESTRE 2013

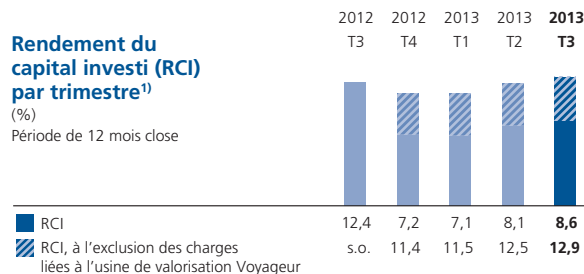
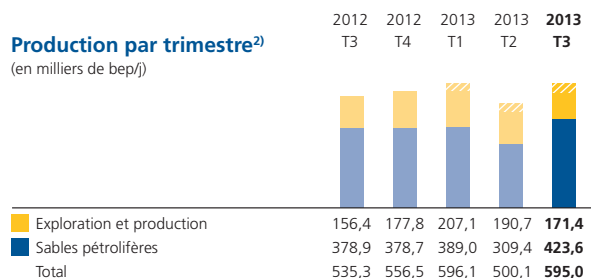
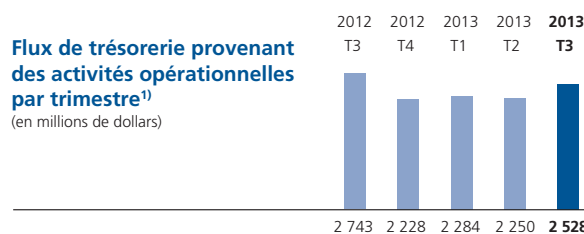
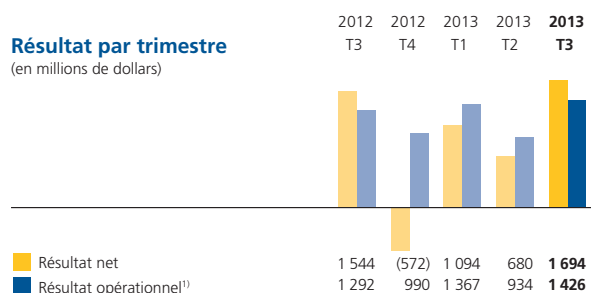
Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 septembre 2013

# Résultats du troisième trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document n'ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières non définies par les PCGR, il convient de se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 30 octobre 2013. Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant la production et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans Syncrude.

« Les résultats de ce trimestre traduisent les progrès considérables que nous avons accomplis dans nos efforts d'optimisation de la rentabilité, a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une production record pour le trimestre à la suite des activités de désengorgement qui ont levé les obstacles à la production de nos sites d'exploitation minière, augmenté notre souplesse opérationnelle et accru, à faible coût, le nombre de barils produits. »

- Résultat opérationnel<sup>1)</sup> de 1,426 G\$ (0,95 \$ par action ordinaire), incluant le résultat opérationnel record du secteur Sables pétrolifères et le résultat net de 1,694 G\$ (1,13 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>1)</sup> de 2,528 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire).
- Production trimestrielle moyenne record de 396 400 barils par jour (b/j) pour le secteur Sables pétrolifères et diminution des charges opérationnelles décaissées<sup>1)</sup> à 32,60 \$ par baril.
- Suncor a conclu la vente d'une part importante de ses activités liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien pour un produit 1 G\$, avant les ajustements de clôture et autres frais de de clôture, soit un profit après impôt de 130 M\$.
- Les dépenses relatives au projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills ont été autorisées le 30 octobre 2013. Ce projet devrait fournir à Suncor jusqu'à 73 000 b/j de bitume, et la production de pétrole devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017.



- 1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat net et du résultat opérationnel est présenté à la page 6. Le RCI ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours.
- 2) Les chiffres pour la production de 2013 tiennent compte de la vente de certaines activités liées au gaz naturel de la Société, dont il a été question précédemment (41 000 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le troisième trimestre de 2013, 43 000 bep/j pour le deuxième trimestre de 2013 et 45 200 bep/j pour le premier trimestre de 2013).

## Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat opérationnel de 1,426 G\$ (0,95 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2013, contre 1,292 G\$ (0,84 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012. Ce résultat opérationnel élevé rend compte du résultat record inscrit par le secteur Sables pétrolifères grâce à une production record, à la grande fiabilité et aux prix favorables du pétrole brut de l'Ouest canadien. Le modèle intégré a permis à la Société de tirer parti de la récente montée du prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres par l'intermédiaire de ses activités du secteur Sables pétrolifères, tout en continuant à réaliser des gains additionnels en obtenant le prix de référence sur les marchés mondiaux par l'intermédiaire de ses activités de raffinage et de son vaste réseau logistique.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,528 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2013, contre 2,743 G\$ (1,79 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012. Cette diminution s'explique par une charge d'impôt exigible additionnelle que la Société avait prévue relativement à ses activités au Canada, contrebalancée partiellement par les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le résultat opérationnel.

Le résultat net s'est établi à 1,694 G\$ (1,13 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 1,544 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012, et a subi les répercussions des mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel. Le résultat net du troisième trimestre de 2013 rend compte d'un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien. La vente s'inscrit dans la stratégie de Suncor qui est de se concentrer sur un portefeuille de base constitué d'actifs à rendement élevé. Le résultat net du troisième trimestre de 2013 tient également compte d'un profit de change après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 138 M\$, contre 252 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le RCI (compte non tenu des projets d'envergure en cours) s'est établi à 8,6 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013, contre 12,4 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2012. Une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur comptabilisée au quatrième trimestre de 2012, qui s'ajoute à la charge après impôt de 127 M\$ comptabilisée au premier trimestre de 2013 en raison de la suspension du projet, a réduit de 4,3 % le RCI pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013.

## Résultats opérationnels

La production totale en amont de Suncor a augmenté pour s'établir en moyenne à 595 000 bep/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 535 300 bep/j au troisième trimestre de 2012.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères ont augmenté de 16 % pour atteindre une moyenne trimestrielle record de 396 400 b/j pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 341 300 b/j pour la période correspondante de 2012. Les facteurs ayant contribué à amener la production à cette étape comprennent notamment l'accroissement continu de la production à Firebag, la réussite de l'exécution de projets de désengorgement, le haut rendement des activités minières et la grande fiabilité des installations de valorisation. Au cours du trimestre, la Société a mis en service ses installations de traitement du bitume chaud, lesquelles comprennent un pipeline isolé servant à acheminer le bitume de Firebag jusqu'au terminal d'Athabasca de Suncor, des installations de refroidissement et de mélange du bitume ainsi qu'une capacité d'importation de diluants de tiers. Cette infrastructure et cette capacité logistique nouvelles ont amélioré la capacité de transport du bitume et levé les obstacles à la production minière.

La production du secteur Sables pétrolifères a diminué en septembre en raison de travaux de maintenance planifiés à la tour de distillation sous vide et aux unités connexes de l'usine de valorisation 2. Ces travaux, qui ont été achevés en octobre, marquent la fin des activités de maintenance planifiées de grande envergure dans le secteur Sables pétrolifères pour l'exercice et préparent le terrain pour un quatrième trimestre florissant.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 371 800 b/j en moyenne au troisième trimestre de 2013, en hausse par rapport à celui de 345 400 b/j enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement des volumes de production, contrebalancé en partie par une accumulation de stocks. Une reconstitution des stocks a suivi les travaux de révision exécutés à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2013. En outre, la Société a accumulé des stocks en ajoutant une nouvelle infrastructure à son réseau de stockage et de logistique en réponse à la hausse de production.

Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 32,60 \$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 33,35 \$ pour le troisième trimestre de 2012, ce qui rend compte de la hausse des volumes de production, en partie contrebalancée par la légère augmentation des charges opérationnelles décaissées. Les charges opérationnelles décaissées ont augmenté comparativement au troisième trimestre de l'exercice précédent, en raison des coûts supplémentaires qui ont été engagés par suite de l'intensification des activités, notamment dans le cadre de la quatrième phase de Firebag, de l'accroissement du volume de travaux de maintenance qui ont été effectués à l'égard des installations d'exploitation minière et de la hausse des prix du gaz naturel. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'avantage net de l'augmentation des ventes d'électricité.

« Durant le trimestre, nous avons démontré une fiabilité accrue de nos installations, ce qui souligne notre engagement à atteindre l'excellence en matière d'exploitation, s'est réjoui M. Williams. Dans le secteur Sables pétrolifères, l'excellent rendement des usines de valorisation a contribué à l'atteinte d'un record de production mensuelle de 433 000 b/j en août. En aval, nos raffineries ont affiché des taux d'utilisation trimestriels records, ce qui renforce notre position de chef de file du secteur du raffinage en Amérique du Nord. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué, passant d'une moyenne de 37 600 b/j au troisième trimestre de 2012 à une moyenne de 27 200 b/j pour le troisième trimestre de 2013, en raison surtout de l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de l'une des trois unités de cokéfaction et de l'unité LC Finer. Les travaux de maintenance ont été achevés au cours du trimestre et les unités ont redémarré à la fin du mois d'août.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée en moyenne à 171 400 bep/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 156 400 bep/j au troisième trimestre de 2012, principalement en raison de la diminution importante des travaux de maintenance planifiés à l'égard de l'ensemble des actifs de la Côte Est du Canada au cours du trimestre. La production au troisième trimestre de 2013 a subi l'incidence de l'interruption de la production en Libye face à l'agitation politique et aux conflits de travail qui en ont découlé, lesquels ont entraîné l'arrêt des activités des terminaux d'exportation de certains ports de mer en Libye. Suncor n'a pas accru sa production de la Libye depuis mai 2013, mais les activités se sont poursuivies dans les champs tout au long du trimestre. Suncor continue de surveiller la situation de près pendant que le pays poursuit sa difficile transition vers un environnement plus stable.

Les travaux de maintenance planifiés à White Rose et à Buzzard ont été menés à bien au cours du troisième trimestre de 2013. À la fin de septembre, la Société a entrepris des travaux de maintenance hors station d'une durée de 11 semaines à Terra Nova afin de procéder à des travaux de maintenance périodiques, de réparer une chaîne de mouillage endommagée et d'effectuer des travaux de maintenance préventifs portant sur les huit autres chaînes. La production de Terra Nova sera interrompue durant la période de maintenance.

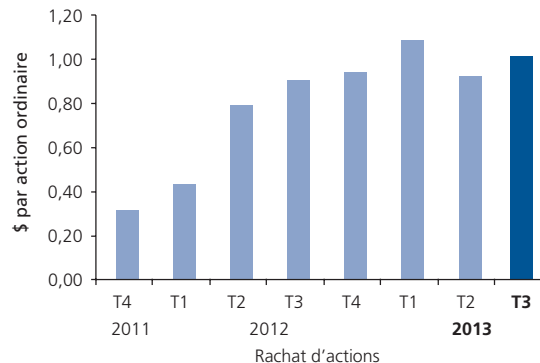
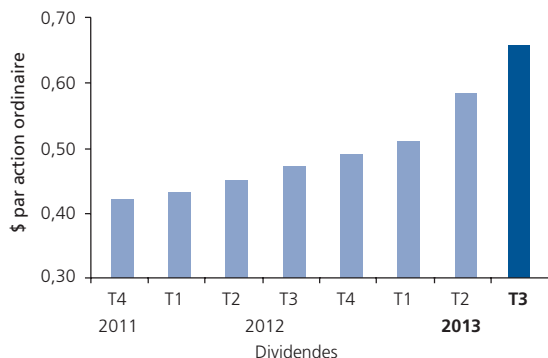
Au troisième trimestre de 2013, le secteur Raffinage et commercialisation a continué d'afficher une grande fiabilité, le taux d'utilisation des raffineries s'étant établi à 98 %. La production totale de pétrole brut des raffineries a atteint une moyenne trimestrielle record de 448 800 b/j au troisième trimestre de 2013, contre 441 400 b/j au troisième trimestre de 2012.

## Mise à jour concernant notre stratégie

Suncor a continué d'offrir une valeur ajoutée aux actionnaires en versant 299 M\$ en dividendes (0,20 \$ par action ordinaire) et en rachetant des actions d'une valeur de 426 M\$ au troisième trimestre de 2013.

## Redistribution de liquidités aux actionnaires

(d'après la somme des montants par action trimestriels, pour les 12 derniers mois)



## Investir dans l'intégration et l'accès au marché

Le modèle intégré de Suncor a permis à la Société, grâce à ses activités de raffinage et à son vaste réseau logistique, d'obtenir des prix fondés sur le prix du Brent pour la majeure partie de la production de son secteur Sables pétrolifères. Alors que la production en amont de Suncor ne cesse de s'accroître, l'amélioration de l'intégration des activités et l'accès au marché de la Société sont essentiels à la souplesse opérationnelle et à l'optimisation de la rentabilité.

Suncor poursuit ses activités visant l'obtention de l'accès aux marchés côtiers du Canada et des États-Unis, afin de se positionner pour obtenir des prix comparables aux prix à l'échelle mondiale pour sa production actuelle et les volumes supplémentaires qu'elle prévoit générer au cours des années à venir. La Société prévoit commencer à utiliser la partie sud du pipeline Keystone pour accroître sa capacité d'expédier du pétrole brut lourd jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique d'ici le début de 2014, en vue d'augmenter sa marge de manœuvre au chapitre de la logistique et de la commercialisation. Suncor prévoit respecter les exigences en matière de remplissage des canalisations du pipeline au cours du quatrième trimestre de 2013. Au cours du trimestre, la Société a également pris des engagements fermes prévoyant l'accès à des wagons de train et à des services de distribution en terminal en appui à sa stratégie visant à acheminer le pétrole brut provenant de l'intérieur des terres jusqu'à sa raffinerie de Montréal et aux marchés côtiers. Cette stratégie prévoit aussi des installations de déchargement ferroviaire à Montréal qui devraient pouvoir réceptionner les livraisons de pétrole brut à compter du quatrième trimestre de 2013.

## Activités du secteur Sables pétrolifères

Investir dans des activités fiables et durables demeure une priorité. Après la révision planifiée d'une durée de sept semaines de l'usine de valorisation 1 réalisée au cours du deuxième trimestre de 2013, Suncor a réalisé les derniers travaux de maintenance planifiés de l'exercice à la tour de fractionnement sous vide de l'usine de valorisation 2 et à ses unités connexes, lesquels ont été menés à bien en octobre.

Suncor continue de faire progresser des projets qui favoriseront la croissance au moyen d'investissements à faible coût dans l'optimisation d'actifs existants, notamment des projets de désengorgement et d'expansion. La Société a commencé à réaliser les avantages de ces activités par suite de la mise en service des infrastructures destinées au bitume chaud, qui ont permis de lever les obstacles à la production minière au troisième trimestre de 2013. Elle a continué de faire progresser le projet de désengorgement mené aux installations de MacKay River dans le but d'accroître la capacité de production d'environ 20 % au cours des deux prochains exercices, pour une capacité totale de 38 000 b/j. Suncor continue également de travailler en vue de l'obtention en 2014 d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de

MacKay River, dont la capacité nominale initiale visée est de 20 000 b/j environ. La production de pétrole devrait commencer en 2017.

En outre, la Société a mis en service les deux derniers des quatre réservoirs de stockage d'Hardisty, en Alberta, afin de soutenir l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères.

### Coentreprises de Sables pétrolifères

Le 30 octobre 2013, Suncor a annoncé que les copropriétaires du projet ont voté à l'unanimité en faveur de la poursuite du projet d'exploitation des sables pétrolifères Fort Hills. Suncor détient une participation de 40,8 % dans ce projet et en est le promoteur et l'exploitant. Selon les meilleures estimations, les ressources éventuelles du projet sont d'environ 3,3 milliards de barils et la production de pétrole devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017. Le projet devrait atteindre 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 b/j dans un délai de 12 mois.

Le montant total des dépenses en immobilisations dans Fort Hills à la suite de l'autorisation des dépenses est estimée à environ 13,5 G\$ (5,5 G\$ nets revenant à Suncor), et le total des coûts estimatifs liés au projet devrait correspondre à un niveau d'intensité capitalistique d'environ 84 000 \$ par baril de bitume produit.

« Le projet Fort Hills cadre avec l'objectif stratégique de la Société qui consiste à n'investir que dans des projets qui lui procureront une croissance rentable à long terme. La durée de vie de la mine étant de plus de 50 ans, ce projet constituera une source stable de flux de trésorerie à long terme, a souligné M. Williams. Nous nous réjouissons de l'ajout de ce projet à notre portefeuille d'actifs de base et des synergies potentielles que nous pouvons réaliser avec nos actifs en exploitation existants. »

En ce qui concerne le projet d'exploitation minière Joslyn, la Société et les copropriétaires du projet continuent de mettre l'accent sur les travaux liés à la conception technique et aux exigences réglementaires et comptent fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses dès qu'une date se précisera.

### Exploration et production

Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue de vendre une part importante de ses activités liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013. La transaction a été conclue le 26 septembre 2013 et a rapporté un produit de 1 G\$, compte non tenu des ajustements de clôture et des autres frais de clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente. Pour le troisième trimestre de 2013, la production de ces actifs s'est établie à environ 41 000 bep/j, le gaz naturel représentant 90 % de cette production. Le résultat net et les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles associés à ces actifs se sont respectivement établis à environ 17 M\$ et 28 M\$ pour le troisième trimestre de 2013. Cette transaction exclut la majeure partie des biens gaziers non conventionnels de Suncor dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, et de ses biens pétroliers non conventionnels dans la région de Wilson Creek, au centre de l'Alberta.

Le projet Golden Eagle a continué de progresser au cours du trimestre avec l'installation du second treillis et de la plateforme soutenant la tête du puits. Comme les activités de forage devraient démarrer au début de 2014, le projet demeure sur la bonne voie pour que les premiers barils de pétrole soient livrés à la fin de 2014 ou au début de 2015. À Hebron, les travaux d'ingénierie détaillés et la construction de la structure gravitaire et d'installations de surface se sont poursuivis au troisième trimestre de 2013, les premiers barils de pétrole étant attendus en 2017. Les travaux liés à la mise en place des installations sous-marines de l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia ont débuté et devraient être achevés au cours du quatrième trimestre de 2013. Ce projet devrait permettre d'accroître la production totale d'Hibernia dès 2015. Les travaux d'installation, les travaux d'ingénierie détaillés et les activités d'approvisionnement se sont poursuivis pour le reste du projet d'extension sud de White Rose. La mise en place des installations sous-marines sera réalisée en deux phases

qui se dérouleront en 2013 et en 2014. Les premiers barils de pétrole issus de ce projet sont attendus au quatrième trimestre de 2014.

## Rapprochement du résultat opérationnel <sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Résultat net présenté	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 314
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(138)</b>	(252)	<b>262</b>	(237)
Profit découlant de cessions importantes <sup>2)</sup>	<b>(130)</b>	—	<b>(130)</b>	—
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur <sup>3)</sup>	—	—	<b>127</b>	—
Pertes de valeur et sorties <sup>4)</sup>	—	—	—	694
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>5)</sup>	—	—	—	88
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 426</b>	1 292	<b>3 727</b>	3 859

- 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) Représente le profit après impôt découlant de la cession d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien.
- 3) Représente le coût prévu de la suspension du projet, y compris les coûts liés au démantèlement et à la remise en état du site Voyageur et aux annulations de contrats.
- 4) Reflète les pertes de valeur et les sorties d'actifs en Syrie.
- 5) Rend compte de l'élimination de la réduction générale prévue du taux d'imposition des sociétés en Ontario.

## Prévisions de la Société

Suncor a révisé ses prévisions qu'elle avait publiées le 31 juillet 2013. Les principaux changements apportés aux prévisions de production de la Société comprennent ce qui suit :

- Les prévisions pour le secteur International ont été revues à la baisse compte tenu de l'interruption de la production en Libye en raison de l'agitation politique et de conflits de travail.
- Les prévisions pour Syncrude ont été revues à la baisse compte tenu de l'incidence d'interruptions non planifiées à une usine de valorisation et des travaux de maintenance planifiés accrus qui ont été exécutés à l'égard de l'une des unités de cokéfaction et de l'unité LC Finer depuis le début de l'exercice.
- Les prévisions pour le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été revues à la baisse compte tenu de la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel de la Société menées dans l'Ouest canadien, laquelle a été

conclue le 26 septembre 2013. La Société prévoit tirer une production d'environ 4 000 bep/j à 5 000 bep/j de ses autres biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

	Perspectives pour l'exercice 2013 au 31 juillet 2013	Perspectives pour l'exercice 2013 révisées au 30 octobre 2013	Résultats réels de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013
International (bep/j)	90 000 – 96 000	72 000 – 79 000	81 800
Syncrude (bep/j)	34 000 – 38 000	32 000 – 33 000	30 400
Amérique du Nord (activités terrestres) (bep/j)	41 000 – 46 000	36 000 – 38 000	48 400

Les prévisions relatives à la production totale ont été réduites, passant d'une fourchette de 570 000 bep/j à 620 000 bep/j à une fourchette de 545 000 bep/j à 590 000 bep/j par suite des changements décrits précédemment.

Suncor a aussi réduit de 300 M\$ ses prévisions en ce qui concerne les dépenses en immobilisations, pour les faire passer à 6,7 G\$. La révision à la baisse des prévisions pour les dépenses en immobilisations tient compte de ce qui suit :

- Une hiérarchisation des priorités des projets qui a entraîné le report de dépenses et une révision à la baisse des estimations de coûts découlant de l'optimisation de l'étendue des travaux dans le secteur Exploration et production.
- Des réductions de la réserve destinée aux dépenses de croissance discrétionnaires du secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

### Dépenses en immobilisations<sup>1)2)</sup>

(en millions de dollars)	Perspectives pour l'exercice 2013 au 31 juillet 2013			Perspectives pour l'exercice 2013 révisées au 30 octobre 2013		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	2 860	1 305	<b>4 165</b>	2 845	1 300	<b>4 145</b>
<i>Sables pétrolifères</i>	2 470	535	<b>3 005</b>	2 455	460	<b>2 915</b>
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	390	770	<b>1 160</b>	390	840	<b>1 230</b>
Exploration et production	215	1 405	<b>1 620</b>	165	1 335	<b>1 500</b>
Raffinage et commercialisation	700	150	<b>850</b>	750	165	<b>915</b>
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	95	270	<b>365</b>	95	45	<b>140</b>
	3 870	3 130	<b>7 000</b>	3 855	2 845	<b>6 700</b>

1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts de 350 M\$ à 450 M\$ incorporés au coût de l'actif.

2) Les dépenses en immobilisations de maintien et les dépenses en immobilisations de croissance sont définies à la rubrique « Mises à jour des dépenses en immobilisations » du rapport de gestion.

Certaines hypothèses sous-jacentes aux ventes prévisionnelles ont également été revues. Se reporter au site Web de la Société, à l'adresse [www.suncor.com/guidance-fr](http://www.suncor.com/guidance-fr), pour de plus amples détails sur les prévisions revues de Suncor pour 2013.

### Mises en garde, hypothèses et facteurs de risque

Les rubriques « Mise à jour concernant notre stratégie » et « Prévisions de la Société » présentées précédemment renferment de l'information de nature prospective, y compris le fait que la Société prévoit travailler en vue de l'obtention en 2014 d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River, dont la capacité

nominale initiale visée est de 20 000 b/j environ et où la production de pétrole devrait commencer en 2017, l'estimation selon laquelle le montant total des dépenses en immobilisations revenant à Suncor après l'autorisation des dépenses dans Fort Hills devrait s'élever à environ 13,5 G\$ (5,5 G\$ nets revenant à Suncor) et l'estimation selon laquelle le total des coûts liés au projet Fort Hills devrait correspondre à un niveau d'intensité capitalistique d'environ 84 000 \$ par baril de bitume produit, en plus de l'information présentée dans les énoncés prospectifs du rapport de gestion.

Les énoncés prospectifs font intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés ci-dessous et à la rubrique « Énoncés prospectifs » du rapport de gestion.

Le niveau d'intensité capitalistique par baril de bitume produit correspond aux coûts prévus du projet Fort Hills divisé par la capacité de production prévue du projet. Cette mesure est présentée car la direction utilise cette information pour analyser la productivité du capital. L'intensité capitalistique par baril de bitume produit n'a pas de signification normalisée et est par conséquent peu susceptible d'être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Le lecteur ne devrait pas se fier indûment à cette mesure.

Avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor, la participation directe à titre d'exploitant de Suncor dans les ressources éventuelles d'environ 3,3 milliards de barils associées au projet Fort Hills, en Alberta, correspond à environ 1,35 milliard de barils de bitume. Se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » du rapport de gestion. La date d'estimation des ressources est le 31 décembre 2012.

Les prévisions de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix des produits de base : pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing de 93,00 \$ US le baril; Brent, Sullom Voe de 100,00 \$ US le baril; et Western Canadian Select à Hardisty de 73,00 \$ US le baril. En outre, les prévisions sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (AECO – C Spot) de 3,35 \$ CA le gigajoule et un taux de change (\$ US/\$ CA) de 0,96 \$. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour 2013 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui devraient, selon la Société, réduire la maintenance non planifiée pour le reste de 2013. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Exploration et production pour 2013 incluent celles ayant trait au rendement des gisements, aux résultats de forage et à la fiabilité des installations. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les prévisions de Suncor pour 2013 incluent, sans toutefois s'y limiter, les suivantes :

- *Approvisionnement en bitume.* 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, la qualité du minerai de bitume, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs in situ.
- *Pipelines de tiers.* Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des perturbations du service de pipelines de tiers pouvant entraîner une répartition de la capacité ou la fermeture de pipelines, qui pourraient nuire à la capacité de la Société de commercialiser son pétrole brut.
- *Le rendement des installations ou des plateformes de puits nouvellement mises en service.* Les taux de production à la suite du démarrage de nouveaux équipements sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés. Les taux de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères sont tributaires de la réussite de l'exploitation des unités d'hydrogène et d'hydrotraitement. Les taux de production de bitume sont tributaires de la réussite de l'accroissement de la production à la quatrième phase de Firebag.
- *Les travaux de maintenance non planifiés.* Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires – mines, installations de production, usines de valorisation, installations de traitement in situ, raffineries, installations de traitement du gaz naturel, pipelines ou actifs extracôtiers.
- *Les travaux de maintenance planifiés.* La production prévue, y compris la composition des produits, pourrait être défavorablement atteinte si les travaux de maintenance planifiés étaient touchés par des imprévus. Les intempéries



*peuvent nuire particulièrement à l'exécution réussie des activités de maintenance et au démarrage de projets liés aux actifs extracôtiers, surtout durant la saison hivernale.*

- *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 des risques d'ordre politique, économique et socioéconomique.*

*Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en  $\text{kp}^3$ e ou en  $\text{Mp}^3$ e en supposant que six  $\text{kp}^3$  équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Se reporter à la rubrique « Conversion des mesures » du rapport de gestion.*

## RAPPORT DE GESTION

Le 30 octobre 2013

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 ainsi qu'à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et à son rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2012 (le « rapport de gestion annuel 2012 »).

Les autres documents 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 et les rapports annuels ainsi que la notice annuelle de Suncor datée du 1<sup>er</sup> mars 2013 (la « notice annuelle de 2012 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, [www.suncor.com](http://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. ainsi qu'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	10
2. Faits saillants du troisième trimestre	13
3. Aperçu de Suncor	15
4. Information financière consolidée	17
5. Résultats sectoriels et analyse	23
6. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	40
7. Situation financière et situation de trésorerie	43
8. Données financières trimestrielles	47
9. Autres éléments	49
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	53
11. Énoncés prospectifs	57

## 1. MISES EN GARDE

### Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, et plus précisément la Norme comptable internationale 34, « Information financière intermédiaire » (« IAS 34 »), telle qu'elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board, laquelle s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Suncor a adopté de nouvelles normes comptables et des normes comptables révisées, qui sont décrites à la rubrique « Autres éléments » du présent rapport de gestion. Les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de Suncor pour 2012 ont été retraités, tandis que les chiffres comparatifs se rapportant à ses résultats de 2011 ne l'ont pas été, conformément aux dispositions transitoires respectives des nouvelles normes et des normes révisées.

À moins d'indication contraire, toute l'information financière est présentée en dollars canadiens et les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe. Certains montants relatifs à l'exercice précédent présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

### **Mesures financières hors PCGR**

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

Ces mesures financières hors PCGR sont présentées parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, le niveau d'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 donc pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies conformément aux PCGR.

## **Abréviations courantes**

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

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	barils	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour	C.-B.	Colombie-Britannique
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	£	Livres sterling
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	€	Euros
kp <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Contexte financier et commercial</u>	
kp <sup>3</sup> e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	T3	Trimestre clos le 30 septembre
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes de gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	WCS	Western Canada Select
Mpi <sup>3</sup> e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mpi <sup>3</sup> e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour		
m <sup>3</sup>	mètres cubes		
m <sup>3</sup> /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, 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, notamment les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites; les risques liés à l'exercice d'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 majeurs; 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 facteurs précisés à la rubrique « 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 2012.

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces documents 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 « 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 kpi<sup>3</sup>e ou en Mpi<sup>3</sup>e, en supposant que six kpi<sup>3</sup> équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi<sup>3</sup>e, Mpi<sup>3</sup>e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi<sup>3</sup> de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas 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 à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

## 2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

### • Résultats financiers du troisième trimestre

- Le résultat net consolidé s'est établi à 1,694 G\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 1,544 G\$ pour le troisième trimestre de 2012. Ce résultat net rend compte d'un profit après impôt de 130 M\$ lié à la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien ainsi que d'un profit de change après impôt de 138 M\$ découlant de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, en comparaison de 252 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en plus de l'incidence des facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.
- Le résultat opérationnel<sup>1)</sup> s'est établi à 1,426 G\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 1,292 G\$ pour le troisième trimestre de 2012. Ce résultat opérationnel rend compte du résultat record inscrit par le secteur Sables pétroliers et s'explique par la hausse favorable des prix, la production record enregistrée et l'accroissement des volumes de production du secteur Exploration et production, en partie contrebalancés par le rétrécissement des marges de raffinage et l'augmentation des charges totales.
- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>1)</sup> se sont chiffrés à 2,528 G\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 2,743 G\$ pour le troisième trimestre de 2012, et ils rendent compte d'une hausse de la charge d'impôt exigible lié aux activités qu'exerce la Société au Canada, en plus de l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.
- Le RCI<sup>1)</sup> (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 8,6 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013, en comparaison de 12,4 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2012. La perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ qui a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2012 à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur a entraîné une baisse de 4,3 % du RCI inscrit pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013; celui-ci s'est également ressenti de la charge après impôt de 127 M\$ qui a été inscrite au premier trimestre de 2013 par suite de la suspension de ce projet.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux 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.

- **Le secteur Sables pétrolifères affiche des résultats records grâce à la réussite des travaux de désengorgement et à l'accroissement continu de la production à Firebag.** Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont atteint une moyenne trimestrielle record de 396 400 b/j pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 341 300 b/j pour la période correspondante de 2012. La production de bitume a continué de s'accroître à Firebag, passant de 113 000 b/j au troisième trimestre de 2012 à 152 700 b/j au troisième trimestre de 2013, soit une hausse de 35 %. La mise en service des infrastructures destinées au bitume chaud et la mise en œuvre de la stratégie d'importation de diluant à la mi-juillet ont également contribué à augmenter sensiblement les volumes en améliorant la capacité de transport du bitume et en levant les obstacles à la production minière.
- **Obtention de l'autorisation des dépenses pour le projet d'exploitation des sables pétrolifères Fort Hills.** Le 30 octobre 2013, Suncor a annoncé que les copropriétaires du projet ont voté à l'unanimité en faveur de la poursuite du projet d'exploitation des sables pétrolifères Fort Hills. Suncor détient une participation de 40,8 % dans ce projet et en est le promoteur et l'exploitant. La production de pétrole devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017 et le projet devrait atteindre 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 b/j dans un délai de 12 mois. Selon les meilleures estimations, les ressources éventuelles du projet sont de 3,3 milliards de barils et la durée de la vie de la mine devrait atteindre plus de 50 ans selon le taux de production prévu actuel.
- **Le modèle intégré de Suncor est à la base des résultats prospères du troisième trimestre.** Le modèle intégré a permis à la Société de tirer parti de la récente montée du prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres par l'intermédiaire de ses activités du secteur Sables pétrolifères, tout en continuant à réaliser des gains additionnels en obtenant le prix de référence sur les marchés mondiaux par l'intermédiaire de ses activités de raffinage et de son vaste réseau logistique.
- **L'exécution d'importants travaux de maintenance planifiés dans le secteur Sables pétrolifères prépare le terrain pour un quatrième trimestre florissant.** La croissance de la production de bitume s'est accompagnée d'une solide fiabilité des installations de valorisation découlant des travaux de révision planifiés de sept semaines à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2013, ce qui a contribué à générer une production mensuelle record de 433 000 b/j en août. Vers la fin du trimestre, Suncor a entrepris les derniers grands travaux de maintenance planifiés pour l'exercice à la tour de distillation sous vide et aux unités connexes de l'usine de valorisation 2. Ces travaux ont été achevés en octobre.
- **Suncor poursuit l'expansion de son réseau logistique et augmente ainsi sa capacité de transport et son accès aux marchés.** Suncor poursuit ses activités visant à accroître l'accès aux marchés côtiers du Canada et des États-Unis afin de se positionner pour obtenir des prix comparables aux prix à l'échelle mondiale pour sa production actuelle et les volumes supplémentaires qu'elle prévoit générer au cours des années à venir. La Société prévoit utiliser la partie sud du pipeline Keystone afin d'accroître sa capacité d'expédition du pétrole brut lourd jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique d'ici le début de 2014, ce qui devrait augmenter sa marge de manœuvre au chapitre de la logistique et de la commercialisation. Suncor prévoit respecter les exigences en matière de remplissage des canalisations du pipeline au cours du quatrième trimestre de 2013. Pendant le troisième trimestre, la Société a également pris des engagements fermes prévoyant l'accès à des wagons de train et à des services de distribution en terminal en appui à sa stratégie visant à acheminer le pétrole brut provenant de l'intérieur des terres jusqu'à sa raffinerie de Montréal et aux marchés côtiers. Cette stratégie d'accès aux marchés comprend des installations de déchargement ferroviaire à Montréal qui devraient pouvoir réceptionner les livraisons de pétrole brut à compter du quatrième trimestre de 2013.
- **Suncor conclut la vente d'une importante partie de ses activités liées au gaz naturel menées dans l'Ouest canadien.** La transaction a été conclue le 26 septembre 2013 et a rapporté un produit de 1 G\$, compte non tenu des ajustements de clôture et des autres frais de clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente.
- **Suncor continue de redistribuer de la trésorerie à ses actionnaires.** Au cours du trimestre, la Société a remis 299 M\$ à ses actionnaires sous forme de dividendes, ce qui reflète la hausse de 54 % qu'elle avait annoncée au premier trimestre de 2013, et elle leur a remis 426 M\$ par la voie de rachats d'actions.

### 3. APERÇU DE SUNCOR

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables pétrolifères de l'Athabasca, situés au Canada. De plus, nous exerçons des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale, et nous transportons et raffinons du pétrole brut et commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques exclusifs et, de temps à autre, des produits pétroliers et pétrochimiques de tiers, principalement au Canada. Nous exerçons également des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et de sous-produits.

#### SABLES PÉTROLIFÈRES

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui comportent des actifs situés dans la région de Wood Buffalo, dans le nord-est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ*, puis à valoriser la majeure partie du bitume ainsi produit en le transformant en pétrole brut synthétique destiné aux charges d'alimentation des raffineries et au combustible diesel. 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 activités suivantes :
  - Le secteur **Sables pétrolifères – Activités de base** comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées, désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, à l'énergie et à la remise en état, dont les actifs du projet de gestion des résidus TRO<sup>MC</sup>.
  - **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 production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.
- Le secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprend la participation de la Société dans des projets de croissance d'envergure, dont sa participation de 40,8 % dans le projet d'exploitation minière Fort Hills pour lequel elle agit à titre d'exploitant, sa participation de 36,75 % dans le projet d'exploitation minière Joslyn North et sa participation de 12,0 % dans Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères. Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères comprend aussi certains actifs du secteur médian, lesquels comprennent des installations de mélange et de mise en réservoir du bitume chaud, qui sont destinées à soutenir la croissance du secteur 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 sa participation de 26,69 % dans la mise en valeur de la zone Golden Eagle (« Golden Eagle »), projets qui sont tous deux menés dans la portion britannique de la mer du Nord et dont Suncor n'est pas l'exploitant. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres licences d'exploitation au large du Royaume-Uni et de la Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), une participation directe dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. En Syrie, elle détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), une participation dans le projet gazier Ebla mené dans les régions d'Ash Shaer et de Cherrife. En raison de l'agitation politique en Syrie, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et les activités de Suncor en Syrie ont été interrompues indéfiniment.
- Le secteur **Amérique du Nord (activités terrestres)** comprend les participations de Suncor dans des biens productifs de gaz naturel et de pétrole brut non conventionnels situés principalement dans l'Ouest canadien, dont des biens gaziers situés dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, ainsi que des biens pétroliers situés dans la région de Wilson Creek, dans le centre de l'Alberta.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

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

## SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

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

- Les participations de la Société dans des projets d'**énergie renouvelable** comprennent six projets d'énergie éolienne en exploitation un peu partout au Canada, deux projets d'énergie éolienne en voie de développement en Ontario, ainsi que l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Le segment **Négociation de l'énergie** englobe principalement des activités de commercialisation, d'approvisionnement et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel et les sous-produits, ainsi que l'utilisation de l'infrastructure médiane et de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.



- Le secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, ainsi que les activités de la société d'assurance captive chargée de l'auto-assurance d'une partie des actifs de Suncor.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de diesel et de charges d'alimentation en pétrole brut par le secteur Sables pétrolifères, la vente de charges d'alimentation en pétrole brut par le secteur Exploration et production au secteur Raffinage et commercialisation, la vente de carburant et de lubrifiant par le secteur Raffinage et commercialisation au secteur Sables pétrolifères, la vente d'éthanol par le secteur Énergie renouvelable au secteur Raffinage et commercialisation, ainsi que l'assurance fournie par la société d'assurance captive de la Société à l'égard d'une portion des activités de celle-ci.

#### 4. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

##### Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	<b>951</b>	537	<b>1 571</b>	1 505
Exploration et production	<b>446</b>	88	<b>1 101</b>	(10)
Raffinage et commercialisation	<b>350</b>	710	<b>1 564</b>	1 687
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>(53)</b>	209	<b>(768)</b>	132
<b>Total</b>	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 314
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>951</b>	537	<b>1 698</b>	1 575
Exploration et production	<b>316</b>	88	<b>971</b>	707
Raffinage et commercialisation	<b>350</b>	710	<b>1 564</b>	1 702
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>(191)</b>	(43)	<b>(506)</b>	(125)
<b>Total</b>	<b>1 426</b>	1 292	<b>3 727</b>	3 859
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>1 702</b>	1 256	<b>3 446</b>	3 317
Exploration et production	<b>406</b>	365	<b>1 764</b>	1 698
Raffinage et commercialisation	<b>371</b>	1 063	<b>2 084</b>	2 504
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>49</b>	59	<b>(232)</b>	(14)
<b>Total</b>	<b>2 528</b>	2 743	<b>7 062</b>	7 505

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.

**Faits saillants opérationnels**

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
<b>Volumes de production par secteur</b>				
Sables pétrolifères (kb/j)	<b>423,6</b>	378,9	<b>374,3</b>	352,7
Exploration et production (kbep/j)	<b>171,4</b>	156,4	<b>189,8</b>	193,8
<b>Total</b>	<b>595,0</b>	535,3	<b>564,1</b>	546,5
<b>Composition de la production</b>				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	<b>93/7</b>	91/9	<b>92/8</b>	91/9
<b>Taux d'utilisation des raffineries (%)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	<b>93</b>	92	<b>94</b>	88
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>102</b>	101	<b>95</b>	100
<b>Total</b>	<b>98</b>	97	<b>95</b>	94
<b>Prix de vente moyen obtenu par secteur</b>				
Sables pétrolifères (\$/baril)	<b>99,39</b>	81,72	<b>88,68</b>	84,50
Exploration et production (\$/kbep)	<b>88,74</b>	77,33	<b>87,81</b>	84,15

**Résultat net**

Pour le troisième trimestre de 2013, la Société a inscrit un résultat net consolidé de 1,694 G\$, contre 1,544 G\$ pour le troisième trimestre de 2012. Pour les neuf premiers mois de 2013, elle a inscrit un résultat net de 3,468 G\$, en comparaison de 3,314 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012. 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 eu une incidence sur le résultat net inscrit pour ces périodes, notamment ceux décrits ci-après.

- La Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt découlant de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 138 M\$ pour le troisième trimestre de 2013 et une perte de change latente après impôt de 262 M\$ pour les neuf premiers mois de 2013. En comparaison, elle avait comptabilisé un profit de change latent après impôt découlant de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 252 M\$ pour le troisième trimestre de 2012 et de 237 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012.
- Au troisième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 130 M\$ découlant de la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées dans l'Ouest canadien.
- Au premier trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une charge après impôt de 127 M\$ par suite de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette charge comprend notamment des coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, et des frais liés à l'annulation de contrats.
- Pour le deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur et des sorties après impôt de 694 M\$ à l'égard de ses actifs en Syrie.
- Pour le deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 88 M\$ attribuable à une modification du taux d'imposition.

## Résultat opérationnel

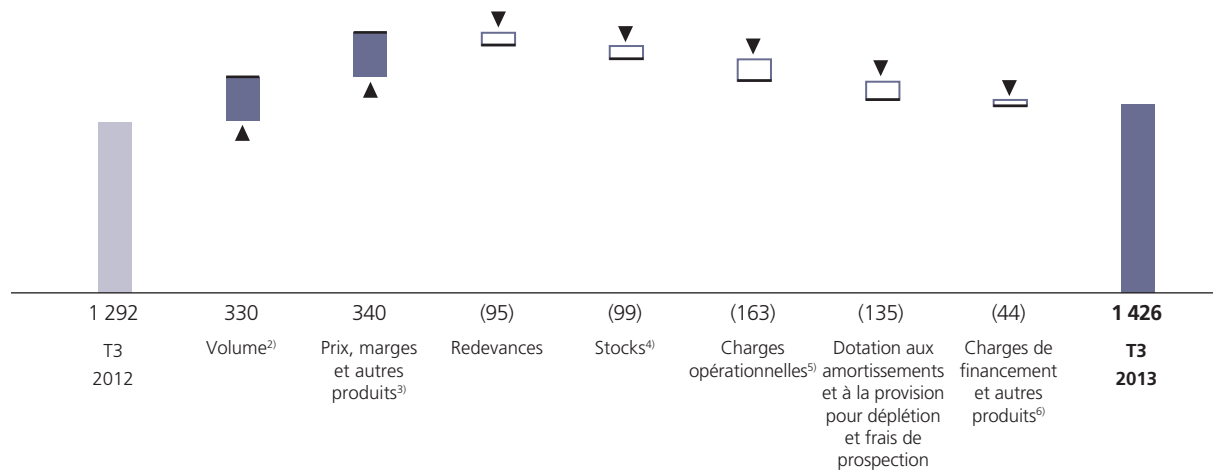
### Rapprochement du résultat opérationnel<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Résultat net présenté	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 314
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(138)</b>	(252)	<b>262</b>	(237)
Profit découlant de cessions importantes	<b>(130)</b>	—	<b>(130)</b>	—
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	—	<b>127</b>	—
Pertes de valeur et sorties	—	—	—	694
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	88
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 426</b>	1 292	<b>3 727</b>	3 859

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<sup>1)</sup>

(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.
- 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 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 frais de démarrage liés aux projets et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks).
- 6) Ce facteur tient compte également 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 l'incidence de la variation des taux d'impôt effectifs, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 1,426 G\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 1,292 G\$ pour le troisième trimestre de 2012. Les facteurs qui ont contribué à la hausse du résultat opérationnel du troisième trimestre de 2013 comparativement à celui du troisième trimestre de 2012 comprennent les suivants :

- Le prix moyen obtenu par la Société pour sa production de pétrole brut en amont a augmenté, en raison principalement de la hausse du prix de référence WTI et du rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd.
- Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une production moyenne record de 423 600 b/j pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 378 900 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'accroissement continu de la production à Firebag et de la mise en service des infrastructures destinées au bitume chaud, qui ont permis de lever les obstacles à la production minière.
- Le volume de production du secteur Exploration et production a augmenté, passant de 156 400 bep/j à 171 400 bep/j. Cet accroissement est principalement attribuable à l'incidence de la hausse de la production du secteur Côte est du Canada par rapport à celle dégagée pour la période correspondante de l'exercice précédent, au cours de laquelle des travaux de maintenance planifiés avaient été exécutés à l'égard de tous les actifs du secteur Côte est du Canada, partiellement contrebalancée par la baisse des volumes en Libye attribuable à l'arrêt de production.

L'incidence positive des facteurs précités a été atténuée par ce qui suit :

- Les marges de raffinage ont reculé en raison de la diminution des marges de craquage qui a découlé du rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole WTI et le Brent et des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres. Ces facteurs ont toutefois été légèrement compensés par les volumes de production records enregistrés ainsi que par la hausse après impôt d'environ 104 M\$ du résultat qui a résulté de l'augmentation des prix du pétrole brut observée au troisième trimestre de 2013, en comparaison d'environ 78 M\$ au troisième trimestre de l'exercice précédent.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont augmenté au troisième trimestre de 2013, ce qui tient principalement à la hausse des volumes de production et à l'accroissement des actifs, partiellement contrebalancés par la diminution du montant inscrit au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion attribuable au fait que cette dotation n'est plus comptabilisée pour les actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) détenus en vue de la vente ainsi que par l'incidence de la sortie, au troisième trimestre de l'exercice précédent, d'un puits d'exploration du secteur International.
- Les charges opérationnelles se sont accrues au troisième trimestre de 2013, ce qui s'explique par l'augmentation des coûts marginaux qui a résulté de l'intensification des activités du secteur Sables pétrolifères, par la consommation accrue de gaz naturel et la montée des prix du gaz naturel, ainsi que par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance.
- Les stocks ont eu une incidence négative sur le résultat au troisième trimestre de 2013, en raison de la plus grande accumulation des stocks du secteur Sables pétrolifères et du secteur Exploration et production par rapport au troisième trimestre de 2012.
- Les redevances ont augmenté au troisième trimestre de 2013, en raison surtout de l'accroissement du volume de production total en amont et de la hausse des prix du pétrole brut.
- Les charges de financement et autres produits ont eu une incidence défavorable sur le résultat du troisième trimestre de 2013, en raison surtout de la diminution des intérêts capitalisés et de l'élimination d'un profit intersectoriel, en comparaison de la comptabilisation d'un profit au troisième trimestre de l'exercice précédent, en partie contrebalancées par la hausse du résultat inscrit par le secteur Négociation de l'énergie et par la comptabilisation d'un profit résultant de la réévaluation des provisions se rapportant aux contrats relatifs aux pipelines du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 3,727 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison de 3,859 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012. Ce recul tient principalement à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, à la hausse des charges opérationnelles ainsi qu'à l'augmentation des charges de financement, partiellement contrebalancées par l'accroissement des volumes de production et l'augmentation du prix de vente obtenu pour la production en amont.

**Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Sables pétrolifères	<b>32</b>	71	<b>23</b>	91
Exploration et production	<b>15</b>	11	<b>25</b>	14
Raffinage et commercialisation	<b>18</b>	37	<b>27</b>	46
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	<b>91</b>	48	<b>162</b>	99
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	<b>156</b>	167	<b>237</b>	250

**Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles**

Les flux de trésorerie consolidés liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,528 G\$ pour le troisième trimestre de 2013 et à 7,062 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison de 2,743 G\$ pour le troisième trimestre de 2012 et de 7,505 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles rendent compte de l'incidence de la majeure partie des facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel, de même que de la comptabilisation d'une charge d'impôt exigible additionnelle se rapportant aux activités de la Société menées au Canada.

**Contexte commercial**

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

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des périodes de neuf mois closes les	
		2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>105,85</b>	92,20	<b>98,15</b>	96,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	<b>109,70</b>	109,50	<b>108,55</b>	112,25
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>10,35</b>	11,90	<b>8,85</b>	10,40
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	<b>105,25</b>	84,70	<b>95,55</b>	87,30
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>88,35</b>	70,45	<b>75,25</b>	74,15
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>17,50</b>	21,75	<b>22,90</b>	22,05
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>103,80</b>	96,00	<b>104,15</b>	101,80
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>2,80</b>	2,20	<b>3,15</b>	2,20
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>19,25</b>	37,80	<b>25,35</b>	31,85
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>15,80</b>	35,15	<b>24,50</b>	27,30
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>19,60</b>	38,15	<b>26,90</b>	34,60
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>15,95</b>	33,95	<b>22,90</b>	29,55
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>0,96</b>	1,00	<b>0,98</b>	1,00
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,97</b>	1,02	<b>0,97</b>	1,02

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.

Par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, le prix de référence du WTI a augmenté au troisième trimestre de 2013, tandis que le prix de référence du Brent n'a pas varié. Bien que le rétrécissement des écarts de prix entre le WTI et le Brent ait eu des répercussions défavorables sur les marges de craquage de raffinage, son incidence a été favorable pour le secteur Sables pétrolifères, qui a bénéficié d'une hausse des prix du brut provenant de l'Ouest canadien.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé essentiellement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Le prix obtenu pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux a bénéficié de l'augmentation du prix du WTI, qui est passé de 92,20 \$ US/b au troisième trimestre de 2012 à 105,85 \$ US/b au troisième trimestre de 2013. La hausse du prix obtenu pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux rend également compte de la diminution de l'offre de pétrole brut synthétique sur le marché attribuable aux travaux de maintenance planifiés exécutés par certains grands producteurs au cours du troisième trimestre de 2013.

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 des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du brut canadien au pair à Edmonton et du WCS à Hardisty a augmenté au troisième trimestre de 2013 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une hausse du prix de vente obtenu pour le pétrole brut synthétique sulfureux.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant (ou du pétrole brut synthétique) afin de faciliter la livraison aux clients par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton et pétrole brut synthétique). Le diluant provient des installations de valorisation et de raffinage de la Société et de tiers. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Le prix du WCS à Hardisty a augmenté au troisième trimestre de 2013 par rapport au troisième trimestre de l'exercice précédent, ce qui a donné lieu à une hausse des prix moyens obtenus pour le bitume.

Les prix obtenus par Suncor pour la production du secteur Côte Est du Canada et la production du secteur International sont influencés principalement par le cours du brut Brent. Le cours du brut Brent est demeuré essentiellement le même qu'au troisième trimestre de l'exercice précédent, et il s'est établi en moyenne à 109,70 \$ US/b, en comparaison de 109,50 \$ US/b au troisième trimestre de 2012.

Le prix obtenu par Suncor pour la production de gaz naturel du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) est essentiellement tributaire des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le prix de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,80 \$ le kpi<sup>3</sup> au troisième trimestre de 2013, en hausse comparativement à celui de 2,20 \$ le kpi<sup>3</sup> enregistré au troisième trimestre de 2012.

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 quand des raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées 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. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, par la configuration de la raffinerie et par les marchés de vente des produits raffinés propres à la zone d'approvisionnement de la raffinerie. Les marges de craquage ont nettement diminué au troisième trimestre de 2013, ce qui s'est traduit par une baisse des marges de raffinage par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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, plus particulièrement la majeure partie de la dette de la Société, sont libellés en dollars américains et sont convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

## 5. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

### SABLES PÉTROLIFÈRES

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Produits bruts	<b>3 904</b>	3 052	<b>9 652</b>	8 777
Moins les redevances	<b>(392)</b>	(262)	<b>(658)</b>	(619)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>3 512</b>	2 790	<b>8 994</b>	8 158
Résultat net	<b>951</b>	537	<b>1 571</b>	1 505
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Sables pétrolifères	<b>883</b>	478	<b>1 519</b>	1 421
Coentreprises des Sables pétrolifères	<b>68</b>	59	<b>179</b>	154
	<b>951</b>	537	<b>1 698</b>	1 575
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>1 702</b>	1 256	<b>3 446</b>	3 317

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 résultat net et le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 951 M\$ au troisième trimestre de 2013, tandis qu'ils s'étaient établis à 537 M\$ au troisième trimestre de 2012.

Le secteur Sables pétrolifères a contribué à hauteur de 883 M\$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a contribué à hauteur de 68 M\$. Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères a atteint un sommet historique, et ce, grâce à la hausse des prix moyens obtenus, attribuable notamment à l'incidence de l'appréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien, et à l'accroissement des volumes de production. Le résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a été plus élevé au troisième trimestre de 2013 en raison surtout de l'augmentation des prix obtenus, de la diminution des charges liées aux redevances et de la baisse des charges opérationnelles, des charges opérationnelles liées au projet d'usine de valorisation Voyageur ayant été constatées au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ces facteurs ont été en partie neutralisés par le fléchissement des volumes de production.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 1,702 G\$ au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 1,256 G\$ au troisième trimestre de 2012. Cette hausse tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel, en partie contrebalancés par l'incidence de la charge d'impôt exigible additionnelle comptabilisée pour le trimestre.

## Résultat opérationnel

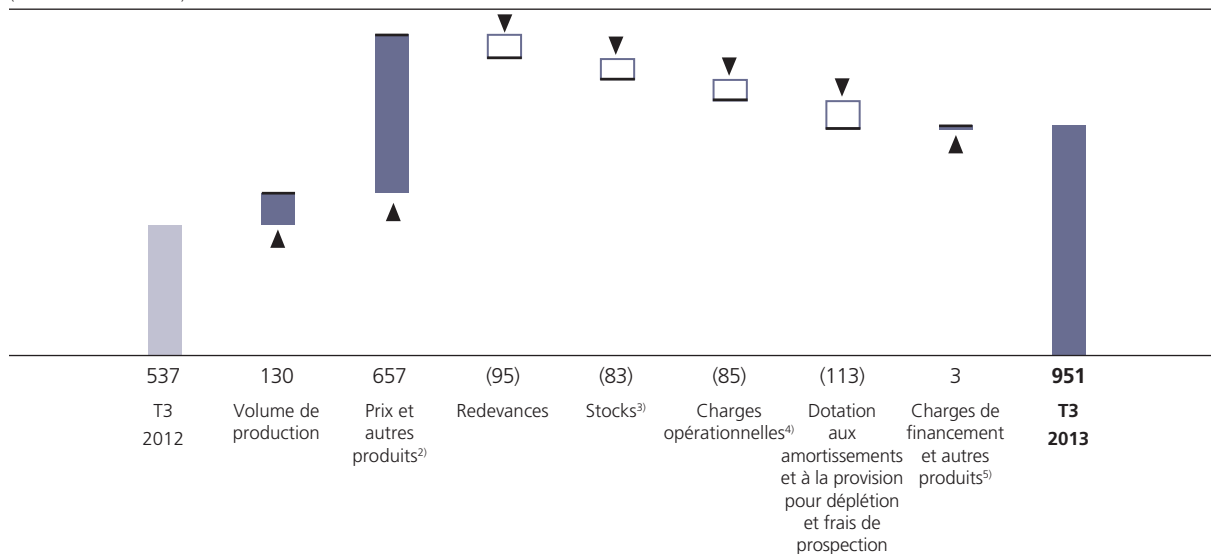
### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Résultat net présenté	<b>951</b>	537	<b>1 571</b>	1 505
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	—	<b>127</b>	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	70
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>	<b>951</b>	<b>537</b>	<b>1 698</b>	<b>1 575</b>

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<sup>1)</sup>

(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 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 frais de démarrage liés aux projets et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks).
- 5) Ce facteur tient compte également 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 l'incidence de la variation des taux d'impôt effectifs, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.



**Volumes de production**<sup>1)</sup>

(kb/j)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	<b>299,0</b>	298,3	<b>275,9</b>	275,2
Bitume non valorisé	<b>97,4</b>	43,0	<b>68,0</b>	43,6
Sables pétrolifères	<b>396,4</b>	341,3	<b>343,9</b>	318,8
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	<b>27,2</b>	37,6	<b>30,4</b>	33,9
<b>Total</b>	<b>423,6</b>	378,9	<b>374,3</b>	352,7

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, y compris aux raffineries de Suncor. Le pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume.

**Production de bitume**

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	<b>299,9</b>	287,6	<b>253,4</b>	265,1
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	<b>463,4</b>	443,7	<b>392,7</b>	414,6
Qualité du minerai de bitume (b/t)	<b>0,65</b>	0,65	<b>0,65</b>	0,64
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	<b>152,7</b>	113,0	<b>139,7</b>	97,5
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	<b>29,2</b>	17,0	<b>28,6</b>	26,6
<b>Total de la production de bitume <i>in situ</i></b>	<b>181,9</b>	130,0	<b>168,3</b>	124,1
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	<b>3,3</b>	3,2	<b>3,4</b>	3,4
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	<b>2,5</b>	2,2	<b>2,5</b>	2,3

La production du secteur Sables pétrolifères a atteint un volume record de 396 400 b/j en moyenne pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 341 300 b/j pour la période correspondante de 2012, en raison principalement de l'accroissement continu de la production à Firebag, de la mise en service de nouvelles infrastructures et de l'accroissement de la capacité logistique. À la mi-juillet, la production a été pleinement rétablie par suite de la remise en service des pipelines de tiers qui ont été mis en arrêt préventif vers la fin de juin en réaction aux inondations qui ont dévasté le nord de l'Alberta. Peu de temps après, la Société a mis en service des installations de traitement du bitume chaud qui lui ont permis de lever les obstacles à la production minière, ce qui a contribué à générer une production mensuelle record de 389 800 b/j en juillet, puis de 433 000 b/j en août. Ce groupe d'actifs, qui comprend un pipeline isolé servant à acheminer le bitume de Firebag jusqu'au terminal d'Athabasca de Suncor, des installations de refroidissement et de mélange du bitume ainsi qu'une capacité d'importation des diluants de tiers, a contribué à augmenter la capacité de transport du bitume non valorisé.

L'augmentation de l'offre de bitume s'est accompagnée d'une solide fiabilité des installations de valorisation au cours du trimestre. Au troisième trimestre de 2013, le volume de produits valorisés s'est établi en moyenne à 299 000 b/j, en comparaison de 298 300 b/j pour le même trimestre en 2012, ce qui rend compte de la grande fiabilité qui a résulté des travaux de révision effectués à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2013, contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de la tour de distillation sous vide de l'usine de valorisation 2 et des unités connexes, qui ont débuté en septembre et ont été achevés en octobre. La production de bitume non valorisé a

augmenté pour s'établir en moyenne à 97 400 b/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 43 000 b/j au troisième trimestre de 2012, ce qui s'explique par l'accroissement continu de la production à Firebag et par la capacité de la Société à vendre un volume plus important de bitume non valorisé grâce aux infrastructures liées au bitume chaud.

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a augmenté pour s'établir en moyenne à 299 900 b/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 287 600 b/j au troisième trimestre de 2012, grâce à la mise en place des infrastructures liées au bitume chaud, lesquelles ont permis à la Société de lever les obstacles à l'extraction minière auxquels elle était auparavant confrontée.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est établie en moyenne à 181 900 b/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 130 000 b/j au troisième trimestre de 2012, ce qui s'explique surtout par l'accroissement continu de la production à Firebag. La Société estime qu'il y a de fortes chances que la production de bitume de Firebag atteigne la capacité nominale prévue d'environ 180 000 b/j au début de 2014. La production de MacKay River s'est accrue pour s'établir à 29 200 b/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 17 000 b/j au troisième trimestre de 2012, ce qui s'explique par les travaux de maintenance exécutés à l'égard de l'installation de traitement centralisé et des installations de cogénération d'un tiers au troisième trimestre de 2012.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 27 200 b/j en moyenne au troisième trimestre de 2013, en baisse par rapport à celle du troisième trimestre de 2012, qui s'était établie à 37 600 b/j, en raison surtout de l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de l'une des trois unités de cokéfaction et de l'unité LC Finer. Les travaux de maintenance ont été achevés au cours du trimestre et les unités ont redémarré à la fin du mois d'août.

### Volume des ventes et composition des ventes

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	<b>99,0</b>	104,4	<b>87,5</b>	97,6
Diesel	<b>28,6</b>	28,7	<b>22,2</b>	29,5
Pétrole brut synthétique sulfureux	<b>159,9</b>	175,9	<b>166,0</b>	156,7
Produits valorisés	<b>287,5</b>	309,0	<b>275,7</b>	283,8
Bitume non valorisé	<b>84,3</b>	36,4	<b>62,7</b>	40,2
<b>Total</b>	<b>371,8</b>	345,4	<b>338,4</b>	324,0

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 371 800 b/j en moyenne au troisième trimestre de 2013, en hausse par rapport à celui de 345 400 b/j enregistré au troisième trimestre de 2012, en raison essentiellement de l'accroissement des volumes de production et de l'augmentation de la capacité de transport du bitume non valorisé. Le volume des ventes des produits et du bitume valorisés a diminué par rapport au volume de production, en raison d'une importante accumulation de stocks au troisième trimestre de 2013.

## Stocks

D'importantes accumulations de stocks ont eu une incidence défavorable sur les résultats du troisième trimestre de 2013, notamment en raison du réapprovisionnement qui a suivi les travaux de révision exécutés à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2013. En outre, la Société a accumulé des stocks pendant le trimestre en ajoutant une nouvelle infrastructure à son réseau de stockage et de logistique en réponse à la hausse de production, ce qui s'est traduit par une augmentation des niveaux de stocks moyens de la Société.

## Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
<b>Sables pétrolifères</b>				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	<b>114,70</b>	94,29	<b>106,77</b>	97,81
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	<b>89,91</b>	72,33	<b>78,14</b>	74,40
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	<b>98,42</b>	80,79	<b>87,42</b>	83,58
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	<b>(11,45)</b>	(10,92)	<b>(13,03)</b>	(12,81)
<b>Coentreprises des Sables pétrolifères</b>				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	<b>113,57</b>	90,24	<b>102,91</b>	93,32
Syncrude, par rapport au WTI	<b>3,67</b>	(1,47)	<b>2,46</b>	(3,07)

Le prix moyen obtenu pour les ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 98,42 \$/b au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 80,79 \$/b au troisième trimestre de 2012, grâce principalement à la hausse des prix obtenus pour le WTI et au rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd, en partie neutralisés par l'incidence de la plus grande proportion de ventes de bitume. Au troisième trimestre de 2013, les prix moyens obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont augmenté, celui-ci s'étant vendu moyennant une prime comparativement au prix du WTI, alors qu'il s'était vendu moyennant un escompte par rapport au prix du WTI durant le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la diminution de l'offre de pétrole brut synthétique sur le marché attribuable aux travaux de maintenance planifiés exécutés par certains grands producteurs au cours du troisième trimestre de 2013. Les prix de vente moyens obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux et le bitume se sont également accrus au troisième trimestre de 2013, ceux-ci s'étant vendus moyennant des escomptes moins élevés comparativement au prix du WTI qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

## Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été plus élevées au troisième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012. Cette augmentation découle essentiellement de la hausse des prix du brut et de l'accroissement de la production.

## Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au troisième trimestre de 2013 qu'au troisième trimestre de 2012, en raison de la hausse des charges opérationnelles décaissées, partiellement contrebalancée par la diminution des coûts non liés à la production. Les coûts non liés à la production ont diminué du fait qu'une charge moins élevée a été comptabilisée au titre de la rémunération fondée sur des actions au troisième trimestre de 2013 par rapport au troisième trimestre de 2012 et que des coûts de mise en veilleuse plus élevés avaient été engagés pour le report de projets de croissance et leur redémarrage subséquent au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Les charges opérationnelles de Syncrude ont été plus élevées au troisième trimestre de 2013 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse des frais d'entretien enregistrée au troisième trimestre de 2013.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a été plus élevée au troisième trimestre de 2013 qu'au troisième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a résulté des travaux de révision effectués récemment à l'usine de valorisation 1 et de l'entrée en service d'autres actifs après la clôture du troisième trimestre de 2012, notamment dans le cadre de la quatrième phase de Firebag et du projet Millennium Naphta Unit. En outre, certains actifs liés à des projets dont l'avancement n'est plus envisagé ont été décomptabilisés au troisième trimestre de 2013.

### Rapprochement des charges opérationnelles décaissées <sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>1 344</b>	1 370	<b>4 196</b>	4 056
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>(133)</b>	(124)	<b>(394)</b>	(376)
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	<b>(85)</b>	(150)	<b>(249)</b>	(278)
Autres <sup>3)</sup>	<b>64</b>	(51)	<b>(72)</b>	(205)
Charges opérationnelles décaissées	<b>1 190</b>	1 045	<b>3 481</b>	3 197
Charges opérationnelles décaissées (\$/b)	<b>32,60</b>	33,35	<b>37,10</b>	36,70

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) 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 le coût des charges d'alimentation liés au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.

3) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks et des produits opérationnels liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 32,60 \$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 33,35 \$ pour le troisième trimestre de 2012. Cette diminution des charges opérationnelles décaissées par baril rend compte de la hausse des volumes de production, en partie contrebalancée par la légère augmentation des charges opérationnelles décaissées. Les charges opérationnelles décaissées ont augmenté comparativement au troisième trimestre de l'exercice précédent, en raison des coûts supplémentaires qui ont été engagés par suite de l'intensification des activités, notamment dans le cadre de la quatrième phase de Firebag, de l'accroissement du volume de travaux de maintenance qui ont été effectués à l'égard des installations d'exploitation minière et de la hausse des prix du gaz naturel et de la consommation de gaz naturel. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'incidence favorable qu'a eue la croissance des ventes d'électricité.

### Résultats des neuf premiers mois de 2013

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 1,571 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison de 1,505 G\$ pour la période correspondante de 2012. Le résultat net des neuf premiers mois de 2013 tient compte d'une charge après impôt de 127 M\$ découlant de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Le résultat net des neuf premiers mois de 2012 tenait compte d'un ajustement de l'impôt différé de 70 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 1,698 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, alors qu'il s'était chiffré à 1,575 G\$ pour la période correspondante de 2012. Cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement des volumes de production et à la hausse des prix moyens obtenus, partiellement contrebalancés par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des charges opérationnelles.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 3,446 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison de 3,317 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012. Cette augmentation découle essentiellement de l'accroissement des volumes de production et de la hausse des prix moyens obtenus, partiellement contrebalancés par l'incidence de la comptabilisation d'une charge d'impôt exigible additionnelle.

Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 37,10 \$/b pour les neuf premiers mois de 2013, en hausse comparativement à celles de 36,70 \$/b inscrites pour les neuf premiers mois de 2012. Cette augmentation résulte principalement de la hausse des charges opérationnelles décaissées qu'a entraînée l'intensification des activités et de l'augmentation des coûts du gaz naturel, partiellement contrebalancées par l'accroissement des volumes de production.

### **Projet de l'usine de valorisation Voyageur**

Au cours du premier trimestre de 2013, Suncor a annoncé la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette décision a été prise à la lumière d'un examen conjoint des paramètres stratégiques et économiques du projet entrepris par Suncor et son partenaire de projet, Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), à la suite d'une détérioration des conditions de marché susceptible de mettre en péril la viabilité du projet sur le plan économique. Suncor a acquis, pour une contrepartie de 515 M\$, la participation que détenait Total E&P dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP ») dans le but d'obtenir le contrôle exclusif des actifs du partenariat, lesquels comprennent des installations de mélange et de mise en réservoir du bitume chaud permettant à la Société d'accroître la souplesse logistique et la capacité de stockage requises pour les activités en pleine expansion de son secteur Sables pétrolifères. La valeur comptable nette de ces actifs était d'environ 800 M\$ à la date de prise d'effet.

Pour le premier trimestre de 2013, Suncor a comptabilisé en résultat une charge après impôt de 127 M\$, qui représente le coût estimatif que devrait occasionner la suspension du projet, y compris les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, et les frais liés à l'annulation de contrats.

**EXPLORATION ET PRODUCTION****Principales données financières**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Produits bruts	<b>1 502</b>	1 144	<b>4 956</b>	4 911
Moins les redevances	<b>(325)</b>	(297)	<b>(974)</b>	(1 167)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>1 177</b>	847	<b>3 982</b>	3 744
Résultat net	<b>446</b>	88	<b>1 101</b>	(10)
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Côte Est du Canada	<b>128</b>	12	<b>431</b>	339
International	<b>132</b>	107	<b>444</b>	488
Amérique du Nord (activités terrestres)	<b>56</b>	(31)	<b>96</b>	(120)
	<b>316</b>	88	<b>971</b>	707
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>406</b>	365	<b>1 764</b>	1 698

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

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 446 M\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 88 M\$ pour le troisième trimestre de 2012. Le résultat net inscrit pour le troisième trimestre de 2013 tient compte d'un profit après impôt de 130 M\$ découlant de la cession d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat opérationnel de 316 M\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 88 M\$ pour le troisième trimestre de 2012. Le secteur Côte Est du Canada a inscrit un résultat opérationnel de 128 M\$, en hausse en raison principalement de l'accroissement des volumes de production qui a résulté de l'exécution d'un volume beaucoup moins important que prévu de travaux de maintenance planifiés durant le trimestre, partiellement contrebalancé par la hausse des charges liées aux redevances et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Le résultat opérationnel du secteur International s'est accru pour s'établir à 132 M\$, grâce à l'augmentation des prix moyens obtenus, laquelle a toutefois été partiellement neutralisée par le fléchissement des volumes de production qui a découlé de l'interruption de la production en Libye. Le résultat opérationnel du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est amélioré pour s'établir à 56 M\$, alors qu'un résultat opérationnel correspondant à une perte avait été inscrit pour le troisième trimestre de 2012. Cette amélioration s'explique principalement par la diminution du montant inscrit au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion qui a résulté du fait que des biens ont été classés comme des actifs détenus en vue de la vente, par la hausse des prix moyens obtenus, ainsi que par la comptabilisation d'un profit découlant de la réévaluation d'une provision liée à des engagements futurs relatifs à la capacité de transport par pipeline. L'incidence favorable de ces facteurs a toutefois été atténuée par le fléchissement des volumes de production.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 406 M\$ au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 365 M\$ au troisième trimestre de 2012. Cette augmentation s'explique par l'accroissement des volumes de production et la hausse des prix obtenus, partiellement contrebalancés par la comptabilisation d'une charge d'impôt exigible additionnelle liée aux activités de la Société menées au Canada.

## Résultat opérationnel

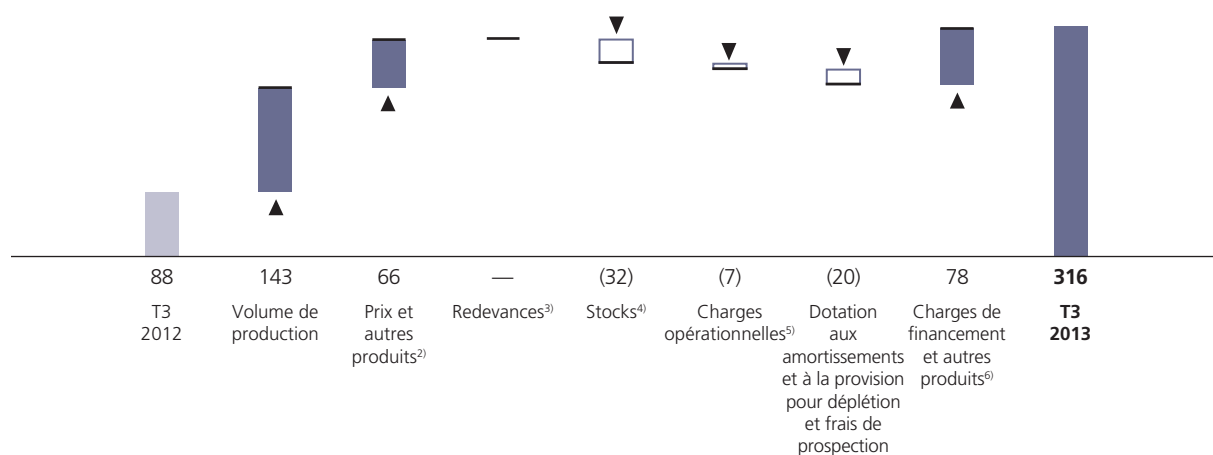
### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Résultat net présenté	<b>446</b>	88	<b>1 101</b>	(10)
Profit découlant de cessions importantes	<b>(130)</b>	—	<b>(130)</b>	—
Pertes de valeur et sorties	—	—	—	694
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	23
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>	<b>316</b>	88	<b>971</b>	707

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<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)



- 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.
- 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.
- Les redevances en Libye et en Syrie représentent l'écart entre les produits bruts, calculé d'après la quote-part de la production revenant à Suncor diminuée des produits nets lui revenant aux termes des contrats respectifs.
- 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 en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des frais de démarrage liés aux projets et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks).
- Ce facteur tient compte également 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 l'incidence de la variation des taux d'impôt effectifs, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

## Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Volumes de production (kbep/j)	<b>171,4</b>	156,4	<b>189,8</b>	193,8
Côte Est du Canada (kb/j)	<b>62,4</b>	22,7	<b>59,6</b>	45,8
International (kbep/j)	<b>63,5</b>	81,7	<b>81,8</b>	92,8
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi <sup>3</sup> e/j)	<b>273</b>	312	<b>291</b>	331
Composition (liquides/gaz) (%)	<b>76/24</b>	70/30	<b>77/23</b>	74/26
Côte Est du Canada	<b>100/0</b>	100/0	<b>100/0</b>	100/0
International	<b>98/2</b>	99/1	<b>99/1</b>	99/1
Amérique du Nord (activités terrestres)	<b>13/87</b>	11/89	<b>14/86</b>	10/90

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 62 400 b/j au troisième trimestre de 2013, contre 22 700 b/j au troisième trimestre de 2012.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 20 500 b/j, alors qu'aucune production n'avait été enregistrée durant le trimestre de l'exercice précédent, en raison principalement du programme de maintenance à quai réalisé au troisième trimestre de 2012. Vers la fin de septembre 2013, la Société a entrepris des travaux de maintenance hors station portant sur les installations de Terra Nova. À la suite d'une inspection périodique qui a permis de détecter des dommages causés à l'une des neuf chaînes de mouillage, la Société a prolongé la durée du programme de maintenance planifiée de 4 semaines pour la porter à 11 semaines, et ce, afin de réparer la chaîne de mouillage et de procéder à des travaux de maintenance préventifs portant sur les huit autres chaînes. La production sera interrompue à Terra Nova durant l'exécution de ces travaux, ce qui a été pris en considération dans les prévisions de la Société pour 2013.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 13 100 b/j, en hausse par rapport à celle de 7 000 b/j enregistrée pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement du programme de maintenance planifiée hors station qui s'est déroulé au troisième trimestre de 2012. La production a diminué au troisième trimestre de 2013 en raison de la réalisation d'un programme de maintenance planifiée d'une durée d'une semaine.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 28 800 b/j, en hausse par rapport à celle de 15 700 b/j enregistrée pour le troisième trimestre de 2012, en raison de l'incidence des travaux de maintenance planifiés qui avaient été exécutés durant le troisième trimestre de 2012.

La production du secteur International s'est établie en moyenne à 63 500 bep/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 81 700 bep/j au troisième trimestre de 2012.

- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 13 100 b/j, en baisse comparativement à celle de 39 800 b/j enregistrée pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux conflits de travail qui en ont découlé, lesquels ont entraîné l'arrêt des activités des terminaux d'exportation de certains ports de mer en Libye. Suncor n'a pas accru sa production en Libye depuis mai 2013, mais les activités se sont poursuivies dans les champs tout au long du trimestre, ce qui lui a permis de faire avancer son programme de prospection. Suncor continue de surveiller de près la situation pendant que le pays poursuit sa difficile transition vers un environnement plus stable.
- La production provenant de Buzzard s'est établie en moyenne à 50 400 bep/j, en hausse par rapport à celle de 41 900 bep/j enregistrée pour le même trimestre en 2012, ce qui rend compte essentiellement de la plus grande étendue des travaux de maintenance planifiés qui avaient été exécutés au cours du troisième trimestre de 2012 par rapport à celle des travaux de maintenance planifiés qui ont été exécutés au cours du troisième trimestre de 2013.



La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 273 Mpi<sup>3</sup>e/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 312 Mpi<sup>3</sup>e/j au troisième trimestre de 2012. Ce fléchissement du volume de production est principalement attribuable à la déplétion naturelle.

### Vente des activités liées au gaz naturel

Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente d'une importante partie de ses activités liées au gaz naturel menées dans l'Ouest canadien, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013. La transaction a été conclue le 26 septembre 2013 et a rapporté à la Société un produit de 1 G\$, compte non tenu des ajustements de clôture et d'autres frais de clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente. Pour le troisième trimestre de 2013, ces actifs ont généré une production d'environ 41 000 bep/j, qui s'est composée à 90 % de gaz naturel, et ils ont généré un résultat net se chiffrant à environ 17 M\$ et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'élevant à environ 28 M\$. La vente excluait la majorité des biens gaziers non conventionnels que Suncor détient dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, de même que ses biens pétroliers non conventionnels situés dans la région de Wilson Creek, dans le centre de l'Alberta.

### Prix obtenus

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2013	2012	2013	2012
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances				
Exploration et production	<b>88,74</b>	77,33	<b>87,81</b>	84,15
Côte Est du Canada (\$/b)	<b>116,94</b>	108,49	<b>111,23</b>	113,50
International (\$/bep)	<b>111,00</b>	106,94	<b>107,31</b>	108,78
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi <sup>3</sup> e)	<b>4,28</b>	3,46	<b>4,76</b>	3,44

Bien que les prix de référence du brut Brent enregistrés au troisième trimestre de 2013 aient été semblables à ceux du troisième trimestre de 2012, les prix obtenus par le secteur Côte Est du Canada et du secteur International ont été plus élevés en raison de l'appréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien. Les prix obtenus par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été plus élevés en raison surtout de la hausse des prix de référence pour le gaz naturel et de la plus grande proportion de liquides de gaz naturel vendus.

### Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été plus élevées au troisième trimestre de 2013 qu'au troisième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la production et la hausse des prix obtenus par le secteur Côte Est du Canada, lesquels ont toutefois été partiellement contrebalancés par le fléchissement de la production en Libye.

### Stocks

Au cours du troisième trimestre de 2013, les stocks du secteur Côte Est du Canada se sont accrus en raison du moment de l'arrivée des pétroliers-navettes à Hibernia. Les niveaux des stocks avaient été moins élevés au troisième trimestre de 2012 en raison de travaux de maintenance planifiés qui avaient été exécutés à l'égard de tous les actifs du secteur Côte Est du Canada.

## Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont augmenté légèrement au troisième trimestre de 2013 par rapport à celles du troisième trimestre de 2012, en raison surtout de l'accroissement des volumes de production, partiellement contrebalancé par la baisse des charges liées aux travaux de maintenance effectués par le secteur Côte Est du Canada.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont augmenté au troisième trimestre de 2013 par rapport à la même période en 2012. La hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion s'explique principalement par l'accroissement des volumes de production, lequel a toutefois été partiellement contrebalancé par le fait que la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion n'est plus comptabilisée pour les actifs détenus en vue de la vente du secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Les frais de prospection ont diminué, en raison principalement de l'incidence qu'avait eue, au troisième trimestre de l'exercice précédent, la sortie d'un puits d'exploration lié au gisement Cooper en Norvège.

Les charges de financement et autres produits ont eu une incidence favorable sur les résultats, en raison principalement du profit qui a été comptabilisé au moment de la réévaluation de la provision au titre des pipelines du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et des profits de change qui ont été comptabilisés au troisième trimestre de 2013.

## Résultats des neuf premiers mois de 2013

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 1,101 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 10 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012. Le résultat net des neuf premiers mois de 2013 tient compte d'un profit après impôt de 130 M\$ lié à la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien. Le résultat net des neuf premiers mois de 2012 tenait compte de pertes de valeur et de sorties de 694 M\$ liées aux actifs de la Société en Syrie et d'un ajustement de l'impôt différé de 23 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est établi à 971 M\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison de 707 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012. La hausse du résultat opérationnel est attribuable à l'accroissement des volumes de production provenant du secteur Côte Est du Canada et de Buzzard et à l'augmentation des prix obtenus pour l'ensemble de la production, en partie contrebalancés par la baisse de la production provenant de la Libye et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 1,764 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison de 1,698 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012. Cette augmentation tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel, partiellement contrebalancés par la comptabilisation d'une charge d'impôt exigible additionnelle liée aux activités de la Société menées au Canada.

**RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION****Principales données financières**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2013	30 septembre 2012	2013	closer les 30 septembre 2012
Produits opérationnels	<b>7 083</b>	6 755	<b>20 113</b>	19 713
Résultat net	<b>350</b>	710	<b>1 564</b>	1 687
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	<b>273</b>	655	<b>1 340</b>	1 491
Activités de commercialisation	<b>77</b>	55	<b>224</b>	211
	<b>350</b>	710	<b>1 564</b>	1 702
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>371</b>	1 063	<b>2 084</b>	2 504

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

Pour le troisième trimestre de 2013, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 350 M\$, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 710 M\$ pour le troisième trimestre de 2012.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 273 M\$ au résultat opérationnel du troisième trimestre de 2013, ce qui représente une baisse par rapport au trimestre correspondant de 2012. Ce recul tient aux marges de craquage de référence moins élevées qui ont découlé du rétrécissement de l'écart de prix entre le WTI et le Brent et des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, légèrement contrebalancés par les volumes de production records enregistrés. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 77 M\$ au troisième trimestre de 2013, en hausse par rapport au trimestre correspondant de 2012, en raison essentiellement de la hausse des marges dégagées sur les ventes au détail et les ventes de lubrifiants et de la baisse de la charge au titre des paiements fondés sur des actions.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont chiffrés à 371 M\$ au troisième trimestre de 2013, contre 1,063 G\$ au troisième trimestre de 2012. Cette baisse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel ainsi qu'à la comptabilisation, pour le trimestre, d'une charge d'impôt exigible additionnelle liée aux activités menées par la Société au Canada.

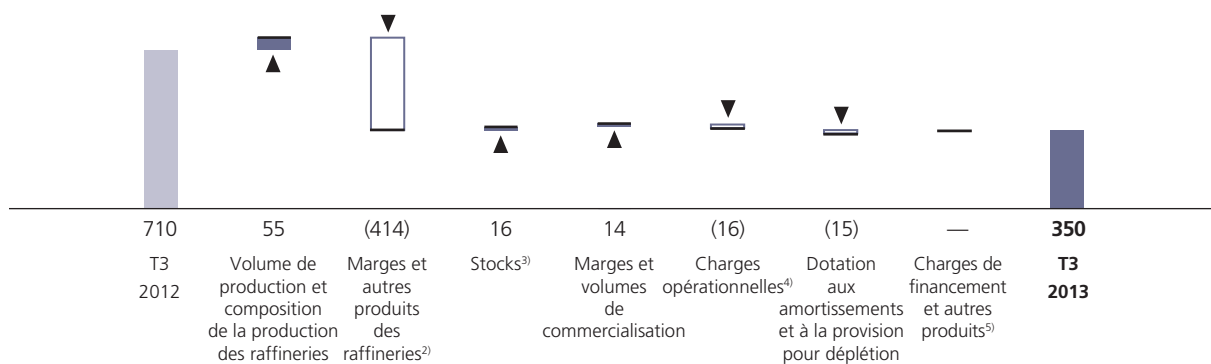
**Résultat opérationnel****Rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2013	30 septembre 2012	2013	closer les 30 septembre 2012
Résultat net présenté	<b>350</b>	710	<b>1 564</b>	1 687
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	15
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	<b>350</b>	710	<b>1 564</b>	1 702

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<sup>1)</sup>**

(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) Ce facteur représente les marges tirées des activités de raffinage et d'approvisionnement, les autres produits opérationnels, l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, ainsi que l'incidence, sur la valeur des stocks, de la volatilité des prix du pétrole brut.
- 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 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 et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux.
- 5) Ce facteur tient compte également de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de l'incidence de la variation des taux d'impôt effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

**Volumes**

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2013	2012	2013	2012
<b>Pétrole brut traité (kb/j)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	206,9	205,0	208,2	196,1
Ouest de l'Amérique du Nord	241,9	236,4	227,2	233,4
<b>Total</b>	<b>448,8</b>	<b>441,4</b>	<b>435,4</b>	<b>429,5</b>
<b>Taux d'utilisation des raffineries<sup>1),2)</sup> (%)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	93	92	94	88
Ouest de l'Amérique du Nord	102	101	95	100
<b>Total</b>	<b>98</b>	<b>97</b>	<b>95</b>	<b>94</b>
<b>Ventes de produits raffinés (en milliers de m<sup>3</sup>/j)</b>				
Essence	42,1	41,5	39,1	40,3
Distillat	32,7	30,7	33,7	30,0
Autres	15,6	15,3	14,2	14,7
<b>Total</b>	<b>90,4</b>	<b>87,5</b>	<b>87,0</b>	<b>85,0</b>

- 1) En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 135 000 b/j à 140 000 b/j. Les taux d'utilisation du trimestre correspondant de l'exercice précédent n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant 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.

Le taux d'utilisation global des raffineries, qui s'est établi à 98 %, est le taux moyen le plus élevé jamais enregistré pour un trimestre, et il découle principalement de la grande fiabilité de chacune des raffineries. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'est de l'Amérique du Nord s'est accru pour atteindre 206 900 b/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 205 000 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'excellente fiabilité des installations, dont l'incidence positive a toutefois été atténuée par la panne d'électricité qui est survenue aux installations d'un tiers et qui s'est répercutée sur la raffinerie de Montréal, de même que par les travaux de maintenance mineurs qui ont été effectués. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 241 900 b/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 236 400 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent, grâce essentiellement à l'excellente fiabilité des installations, dont l'incidence positive a toutefois été atténuée par la panne d'électricité qui est survenue aux installations d'un tiers et qui s'est répercutée sur la raffinerie d'Edmonton et par les inondations qui se sont répercutées sur la raffinerie de Commerce City.

Les ventes totales ont augmenté pour se chiffrer à 90 400 m<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 87 500 m<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2012, ce qui s'explique par l'accroissement de la production.

### Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les marges dégagées sur les produits raffinés ont été moins élevées au troisième trimestre de 2013 qu'au trimestre correspondant de 2012, en raison de ce qui suit :

- L'augmentation des prix de référence du pétrole brut et le rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd provenant de l'intérieur des terres se sont traduits par une augmentation du coût des charges d'alimentation.
- Le rétrécissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI s'est répercuté sur les marges de raffinage, ce qui a contribué à faire diminuer les marges de craquage de référence au troisième trimestre de 2013. Les marges de craquage de référence ont été nettement moins élevées pour l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés que durant le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les facteurs précités ont été partiellement contrebalancés par la hausse après impôt d'environ 104 M\$ du résultat qui a été enregistrée au troisième trimestre de 2013 en raison de la montée des prix du pétrole brut, en comparaison d'une hausse après impôt d'environ 78 M\$ du résultat au troisième trimestre de 2012.

Les marges de commercialisation dégagées pour le troisième trimestre de 2013 ont été plus élevées que celles dégagées pour le trimestre correspondant de 2012, en raison principalement de l'augmentation des marges sur les ventes au détail et les ventes de lubrifiants.

### Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au troisième trimestre de 2013 qu'au troisième trimestre de 2012, en raison principalement de l'augmentation des prix de l'énergie et de la consommation énergétique, de la hausse des frais de transport et de la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au troisième trimestre de 2013 par suite des acquisitions d'actifs réalisées depuis le troisième trimestre de 2012, ce qui comprend notamment les coûts liés aux travaux de maintenance planifiés exécutés au deuxième trimestre de 2013 à la raffinerie d'Edmonton.

### Résultats des neuf premiers mois de 2013

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 1,564 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison d'un résultat net de 1,687 G\$ et d'un résultat opérationnel de 1,702 G\$ pour les

neuf premiers mois de 2012. Ce recul découle essentiellement du rétrécissement des écarts de prix du pétrole provenant de l'intérieur des terres et de la diminution des marges de craquage de référence, principalement aux deuxième et troisième trimestres de 2013. La hausse généralisée des prix du pétrole brut a eu pour effet d'augmenter d'environ 222 M\$ le résultat après impôt des neuf premiers mois de 2013, tandis qu'une baisse généralisée des prix du pétrole brut avait eu pour effet de diminuer d'environ 50 M\$ le résultat après impôt des neuf premiers mois de 2012.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,084 G\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en baisse comparativement à ceux de 2,504 G\$ inscrits pour les neuf premiers mois de 2012, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel et de la comptabilisation d'une charge d'impôt exigible additionnelle liée aux activités menées par la Société au Canada.

## SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2013	30 septembre 2012	2013	closer les 30 septembre 2012
Résultat net	<b>(53)</b>	209	<b>(768)</b>	132
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Énergie renouvelable	<b>18</b>	8	<b>50</b>	42
Négociation de l'énergie	<b>27</b>	15	<b>121</b>	114
Siège social	<b>(193)</b>	(98)	<b>(611)</b>	(322)
Éliminations	<b>43</b>	32	<b>(66)</b>	41
	<b>(191)</b>	(43)	<b>(506)</b>	(125)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>49</b>	59	<b>(232)</b>	(14)

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, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 53 M\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 209 M\$ pour le troisième trimestre de 2012. Au cours du troisième trimestre de 2013, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 138 M\$ sur la dette libellée en dollars américains, en comparaison de 252 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### Résultat opérationnel

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 191 M\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 43 M\$ pour le troisième trimestre de 2012.

## Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2013	30 septembre 2012	2013	closes les 30 septembre 2012
Résultat net	<b>(53)</b>	209	<b>(768)</b>	132
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(138)</b>	(252)	<b>262</b>	(237)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	(20)
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	<b>(191)</b>	(43)	<b>(506)</b>	(125)

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		Périodes de neuf mois	
	2013	30 septembre 2012	2013	closes les 30 septembre 2012
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	<b>73</b>	76	<b>302</b>	319
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	<b>101,3</b>	99,5	<b>308,9</b>	302,7

Au troisième trimestre de 2013, les actifs liés à l'énergie renouvelable de Suncor ont contribué à hauteur de 18 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'ils y avaient contribué à hauteur de 8 M\$ au troisième trimestre de 2012. Cette progression résulte principalement de l'augmentation des marges dégagées sur la production d'éthanol et de l'accroissement des volumes de production d'éthanol. Les prix de l'électricité ont été plus élevés au troisième trimestre de 2013 qu'au troisième trimestre de 2012, mais leur incidence favorable a été partiellement neutralisée par la baisse de la production d'énergie.

## Négociation de l'énergie

Au troisième trimestre de 2013, les activités liées à la négociation de l'énergie ont contribué à hauteur de 27 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'elles y avaient contribué à hauteur de 15 M\$ au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'augmentation des profits liés aux stratégies de négociation du pétrole brut canadien de la Société.

## Siège social

Le siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 193 M\$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 98 M\$ pour le troisième trimestre de 2012. Ce recul est principalement attribuable à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour le trimestre, à la diminution des intérêts capitalisés et aux dépenses supplémentaires affectées au projet d'amélioration des processus mis en œuvre à l'échelle de la Société. Au troisième trimestre de 2013, la Société a incorporé une tranche de 99 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 138 M\$ au troisième trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le nombre moins élevé de projets majeurs au troisième trimestre de 2012.

## Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit 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 les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au troisième trimestre de 2013, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 43 M\$, tandis qu'elle avait comptabilisé un profit de 32 M\$ au troisième trimestre de 2012.

## Résultats des neuf premiers mois de 2013

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 768 M\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison d'un résultat net de 132 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012. Le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain au cours des neuf premiers mois de 2013, ce qui a entraîné une perte de change latente après impôt de 262 M\$ sur la dette libellée en dollars américains, en comparaison d'un profit après impôt de 237 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012. La perte nette inscrite pour les neuf premiers mois de 2012 reflétait également une diminution de 20 M\$ de l'impôt différé.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 506 M\$ pour les neuf premiers mois de 2013, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 125 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012. Ce recul du résultat opérationnel est principalement attribuable à la hausse de la charge d'intérêts qui a découlé essentiellement de la conclusion de nouveaux contrats de location, à la baisse des intérêts capitalisés, aux dépenses supplémentaires engagées dans le cadre du projet d'amélioration des processus mis en œuvre à l'échelle de la Société, ainsi qu'à l'élimination d'un profit après impôt pour les neuf premiers mois de 2013, alors qu'un profit précédemment éliminé avait été comptabilisé pour les neuf premiers mois de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de 2013, la Société a incorporé une tranche de 299 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 444 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012, ce qui s'explique par le nombre moins élevé de projets majeurs au troisième trimestre de 2012.

## 6. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

### Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2013	30 septembre 2012	2013	closer les 30 septembre 2012
Sables pétrolifères	<b>898</b>	1 113	<b>3 421</b>	3 383
Exploration et production	<b>418</b>	387	<b>1 093</b>	908
Raffinage et commercialisation	<b>202</b>	147	<b>445</b>	394
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>21</b>	23	<b>45</b>	69
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	<b>1 539</b>	1 670	<b>5 004</b>	4 754
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	<b>(99)</b>	(138)	<b>(299)</b>	(444)
	<b>1 440</b>	1 532	<b>4 705</b>	4 310



**Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie** <sup>1),2),3)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2013			Période de neuf mois close le 30 septembre 2013		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	602	219	<b>821</b>	2 151	1 026	<b>3 177</b>
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	301	20	<b>321</b>	1 221	62	<b>1 283</b>
<i>In situ</i>	176	37	<b>213</b>	614	337	<b>951</b>
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	125	162	<b>287</b>	316	627	<b>943</b>
Exploration et production	29	363	<b>392</b>	121	915	<b>1 036</b>
Raffinage et commercialisation	188	16	<b>204</b>	413	34	<b>447</b>
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	21	2	<b>23</b>	40	5	<b>45</b>
	840	600	<b>1 440</b>	2 725	1 980	<b>4 705</b>

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette capitalisés.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production, ou v) 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 troisième trimestre de 2013, Suncor a affecté un montant de 1,440 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au cours du troisième trimestre de 2013 comprenaient les activités décrites ci-après.

**Sables pétrolifères****Sables pétrolifères – Activités de base**

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 321 M\$ au troisième trimestre de 2013, dont 301 M\$ en dépenses en immobilisations de maintien et 20 M\$ en dépenses en immobilisations de croissance. Les dépenses en immobilisations du trimestre ont été affectées notamment aux travaux de maintenance planifiés effectués à l'égard de la tour de distillation sous vide de l'usine de valorisation 2 et des unités connexes. La Société continue de faire progresser les travaux visant la fiabilité et le maintien, notamment la construction des actifs destinés à soutenir les travaux en cours liés au procédé de gestion des résidus TRO<sup>MC</sup>, et les activités visant à réduire l'utilisation d'eau douce, y compris l'aménagement d'une usine de traitement de l'eau. En outre, la Société a mis en service les deux derniers des quatre réservoirs de stockage d'Hardisty, en Alberta.

**Activités *in situ***

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 213 M\$. De ce montant, 37 M\$ ont été affectés à des projets de croissance. Au cours du troisième trimestre de 2013, la Société a mis en service l'infrastructure destinée au bitume chaud, dont un pipeline isolé permettant d'acheminer le bitume chaud provenant de Firebag jusqu'à son terminal d'Athabasca afin qu'il soit mélangé, refroidi et transporté jusqu'aux marchés. Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent également des dépenses visant à faire progresser le projet de désengorgement

mené aux installations de MacKay River dans le but d'accroître la capacité de production d'environ 20 % au cours des deux prochains exercices, pour une capacité totale de 38 000 b/j.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont totalisé 176 M\$ et ont été affectées aux activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction en cours relativement aux plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir. Des dépenses en immobilisations ont également été affectées au programme de forage de puits intercalaires mené à Firebag.

### **Coentreprises des Sables pétrolifères**

Les dépenses en immobilisations engagées pour le projet Fort Hills au cours du troisième trimestre de 2013 ont continué de se rapporter aux travaux de conception technique, à la préparation du site et à l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison. La production de pétrole du projet Fort Hills devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017 et le projet devrait atteindre 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 b/j (capacité nette de 73 000 b/j pour Suncor) dans un délai de 12 mois. La quote-part des dépenses en immobilisations dans Fort Hills revenant à Suncor par suite de l'autorisation des dépenses est estimée à environ 5,5 G\$.

Suncor et les copropriétaires du projet d'exploitation minière de Joslyn continuent de concentrer leurs efforts sur la conception technique et les travaux réglementaires et comptent fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses dès qu'une date se précisera.

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 125 M\$, ce qui comprend les dépenses liées au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement du train minier de la mine Aurora.

### **Exploration et production**

Des dépenses en immobilisations de croissance et des frais de prospection totalisant 363 M\$ ont été engagés au cours du troisième trimestre de 2013 pour faire avancer d'importants projets de croissance. Les dépenses de croissance liées au projet Golden Eagle ont été affectées à l'installation du deuxième treillis et de la plateforme de production. Les travaux de forage liés au projet devraient démarrer au début de 2014, la production des premiers barils de pétrole étant attendue pour la fin de 2014 ou le début de 2015. À Hebron, les dépenses de croissance ont été affectées à l'élaboration des plans d'ingénierie détaillés et aux premiers travaux de construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface, la production de pétrole devant commencer en 2017. Des dépenses de croissance ont également été affectées aux travaux liés à la mise en place des installations sous-marines de l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia, lesquels ont débuté au cours du trimestre et devraient prendre fin au quatrième trimestre de 2013. Ce projet devrait permettre d'accroître la production globale d'Hibernia dès 2015. Quant au projet d'extension sud de White Rose, les travaux d'installation, les travaux d'ingénierie détaillés et l'acquisition d'équipement se sont poursuivis. La mise en place des installations sous-marines sera réalisée en deux phases qui se dérouleront en 2013 et en 2014. Les premiers barils de pétrole issus de ce projet sont attendus au quatrième trimestre de 2014.

Au cours du troisième trimestre de 2013, la Société a poursuivi la mise en valeur de son gisement dans la formation pétrolifère Cardium, dans l'Ouest canadien. Elle poursuit également le forage de délimitation portant sur son gisement dans la formation schisteuse Montney (C.-B.).

La Société poursuit les négociations qu'elle a amorcées avec la société pétrolière nationale de la Libye relativement à ses engagements de prospection aux termes des CEPP. Au cours du premier trimestre de 2013, elle s'est vu accorder un sursis afin de tenir compte de la période durant laquelle elle était assujettie à un cas de force majeure en raison de l'agitation politique et était incapable de remplir ses engagements au titre de la prospection. La Société continue de faire des progrès en ce qui a trait à son programme de forage de prospection de 2013.

## Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations, qui se sont élevées à 204 M\$, se rapportent principalement au maintien des activités existantes et aux mesures entreprises pour améliorer la fiabilité au moyen de travaux de maintenance planifiés. Le secteur Raffinage et commercialisation continue d'axer ses dépenses de croissance sur l'intégration avec le secteur Sables pétrolifères de la Société, notamment les travaux préalables d'ingénierie et de conception d'installations destinés à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir et à traiter le pétrole brut provenant de l'intérieur des terres de la Société. Les travaux de construction visant à permettre le transport ferroviaire du pétrole brut provenant des terres vers la raffinerie de Montréal se sont poursuivis au troisième trimestre de 2013; les installations devraient être en service au quatrième trimestre de 2013.

## 7. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

### Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	2013	2012
Rendement du capital investi <sup>1)</sup> (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	<b>8,6</b>	12,4
Compte tenu des projets majeurs en cours	<b>7,3</b>	9,7
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>2)</sup> (en nombre de fois)	<b>0,6</b>	0,5
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>3)</sup>	<b>7,3</b>	11,6
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>2),4)</sup>	<b>16,6</b>	17,7

- 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 liés aux activités opérationnelles et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 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 sur la dette capitalisés.
- 4) Somme des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette capitalisés.

### Ressources en capital

Les ressources en capital de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la trésorerie et des équivalents ainsi que des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des ressources en capital dont elle a besoin pour financer le reste de ses dépenses en immobilisations de 6,7 G\$ prévues pour 2013 et qu'elle sera en mesure de répondre à ses besoins de fonds de roulement actuels et futurs au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qu'elle générera d'ici la fin de 2013, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou débentures à long terme. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges opérationnelles, l'impôt, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit que celle-ci pourra obtenir un financement additionnel suffisant sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

Au cours des neuf premiers mois de 2013, la trésorerie et les équivalents ont augmenté pour s'établir à 5,340 G\$, en comparaison de 4,385 G\$ au 31 décembre 2012. Cette hausse est principalement attribuable à la stabilité des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qui ont été générés, lesquels ont dépassé les dépenses en immobilisations, et au produit de 1 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres frais de clôture, qui a été tiré de la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien, partiellement contrebalancés par le rachat d'actions ordinaires de la Société totalisant 1,125 G\$, par l'acquisition de la participation de Total E&P dans VULP pour une contrepartie de 515 M\$ et par le remboursement de la dette à long terme. Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013, le ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'est établi à 0,6 fois, ce qui est conforme à la limite fixée par la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois. Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 4,623 G\$ au 30 septembre 2013, contre 4,735 G\$ au 31 décembre 2012.

### 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 la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

### 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, qui peut 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 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 septembre 2013, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 21 % (22 % au 31 décembre 2012). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités opérationnelles.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>30 septembre 2013</b>	31 décembre 2012
Dettes à court terme	<b>771</b>	775
Tranche courante de la dette à long terme	<b>31</b>	311
Dettes à long terme	<b>10 331</b>	9 938
Dettes totales	<b>11 133</b>	11 024
Moins la trésorerie et ses équivalents	<b>5 340</b>	4 385
Dettes nettes	<b>5 793</b>	6 639
Capitaux propres	<b>41 132</b>	39 215
Dettes totales majorées des capitaux propres	<b>52 265</b>	50 239
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	<b>21</b>	22

## Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de neuf mois	
	T3	30 septembre 2013 CUM
Dette nette à l'ouverture de la période	7 114	6 639
Diminution de la dette nette	(1 321)	(846)
Dette nette au 30 septembre 2013	5 793	5 793
Diminution de la dette nette		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 528	7 062
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres placements	(1 548)	(5 019)
Acquisition	—	(515)
Produit des cessions	904	910
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(263)	(718)
Rachat d'actions ordinaires	(426)	(1 125)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(20)	518
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	146	(267)
	(1 321)	(846)

Au 30 septembre 2013, la dette nette de Suncor s'établissait à 5,793 G\$, en comparaison de 6,639 G\$ au 31 décembre 2012. La dette nette a diminué de 846 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2013, en raison surtout des importants flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qui ont été générés, lesquels ont été supérieurs au total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection, et du produit net qui a été tiré de la cession d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien, partiellement contrebalancés par l'acquisition de la participation de Total E&P dans VULP, les rachats d'actions, le versement de dividendes et la comptabilisation de pertes de change latentes sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

## 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 d'équivalents. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins en flux de trésorerie de Suncor et à dégager des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements doivent jouir d'une notation élevée. Au 30 septembre 2013, la durée moyenne pondérée à court terme jusqu'à l'échéance des placements à court terme du portefeuille était d'environ 75 jours.

## Actions ordinaires

### Actions en circulation

30 septembre 2013 (en milliers)

Actions ordinaires	1 492 242
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	36 398
Options sur actions ordinaires – exerçables	28 102

Au 23 octobre 2013, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 488 562 131 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en circulation, exerçables et non exerçables, s'élevait à 36 056 650. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

### Rachats d'actions

Dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2012 ») commencé au troisième trimestre de 2012, Suncor a racheté un total de 38,9 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 1,2 G\$. De ce total, 2,6 millions d'actions ordinaires ont été rachetées au troisième trimestre de 2013, pour une contrepartie totale de 83 M\$.

Le 5 août 2013, Suncor a lancé une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2013 ») par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 1,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014, et elle a convenu de ne pas racheter plus de 66 414 828 actions ordinaires, ce qui représente environ 4 % du flottant d'actions ordinaires émises et en circulation au 29 juillet 2013. Suncor a racheté un total de 9,5 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 343 M\$.

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 se rapportant aux offres publiques de rachat de 2012 et de 2013 auprès du service des relations avec les investisseurs de la Société.

En date du 23 octobre 2013, elle avait racheté une tranche supplémentaire de 3 968 961 actions au prix moyen de 36,89 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 146 M\$.

	Trimestre et		
	période de neuf mois clos	le 30 septembre 2013	Période de 12 mois close
	T3	CUM	le 31 décembre 2012
<b>Rachats d'actions</b> (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées directement <sup>1)</sup>	12 054	34 560	46 862
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—	—
	12 054	34 560	46 862
<b>Coût des rachats d'actions</b> (en millions de dollars)			
Coût des rachats	426	1 125	1 452
Prime des options reçue	—	—	(1)
	426	1 125	1 451
<b>Prix de rachat moyen pondéré par action</b> (en dollars par action)	35,36	32,55	30,96

1) Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de relancer son offre publique de rachat dans le cours normal des activités aux termes de laquelle elle était autorisée à racheter des actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1 G\$ entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012.

### 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 annuel 2012, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. 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 significative, actuelle ou future, sur sa performance

financière, sa situation financière, ses résultats opérationnels, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations. Au cours des neuf premiers mois de 2013, Suncor a conclu, dans le cours normal des activités, diverses ententes totalisant environ 1,3 G\$ en appui à sa stratégie d'importation de diluant, à sa stratégie d'accès aux marchés et à ses activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de sa souplesse logistique. La durée de la majorité de ces ententes se situe entre 10 et 25 ans.

## 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, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, comme ceux qui ont été menés par les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation au deuxième et au troisième trimestres de 2013 et ceux qui ont été exécutés à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production au troisième trimestre de 2012, ainsi que par les interruptions non planifiées, comme celle qui a eu lieu à l'usine de valorisation 2 au deuxième trimestre de 2013 et au premier semestre de 2012. Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change.

### Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	423,6	309,4	389,0	378,7	378,9	337,8	341,1	356,8
Exploration et production	171,4	190,7	207,1	177,8	156,4	204,6	221,2	219,7
	595,0	500,1	596,1	556,5	535,3	542,4	562,3	576,5
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	10 288	9 648	9 843	9 396	9 488	9 584	9 639	9 906
Autres produits	85	66	173	92	88	123	116	60
	10 373	9 714	10 016	9 488	9 576	9 707	9 755	9 966
Résultat net	1 694	680	1 094	(572)	1 544	324	1 446	1 427
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,13	0,45	0,72	(0,37)	1,01	0,21	0,93	0,91
par action ordinaire – dilué (en dollars)	1,13	0,45	0,71	(0,37)	1,00	0,20	0,92	0,91
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	1 426	934	1 367	990	1 292	1 249	1 318	1 427
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	0,95	0,62	0,90	0,65	0,84	0,80	0,84	0,91
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	2 528	2 250	2 284	2 228	2 743	2 347	2 415	2 650
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	1,69	1,49	1,50	1,46	1,79	1,51	1,55	1,69
RCI <sup>1)</sup> (% , sur 12 mois)	8,6	8,1	7,1	7,2	12,4	14,2	14,7	13,8
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,20	0,20	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	36,83	31,00	30,44	32,71	32,34	29,44	32,59	29,38
Bourse de New York (\$ US)	35,78	29,49	30,01	32,98	32,85	28,95	32,70	28,83

1) 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 majeurs en cours.

## Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>105,85</b>	94,20	94,35	88,20	92,20	93,50	102,95	94,05
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	<b>109,70</b>	103,35	112,65	110,10	109,50	108,90	118,35	109,00
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>10,35</b>	5,50	10,60	17,30	11,90	9,85	9,45	5,55
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	<b>105,25</b>	92,90	88,45	84,35	84,70	84,45	92,80	98,20
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>88,35</b>	75,05	62,40	70,05	70,45	70,60	81,50	83,60
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>17,50</b>	19,15	31,95	18,15	21,75	22,90	21,45	10,45
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>103,80</b>	103,30	107,20	98,10	96,00	99,40	110,00	108,70
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>2,80</b>	3,60	3,05	3,05	2,20	1,85	2,50	3,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>19,25</b>	25,60	31,20	35,95	37,80	31,95	25,80	22,80
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>15,80</b>	30,70	27,10	27,85	35,15	27,85	18,80	19,20
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>19,60</b>	30,60	30,55	29,85	38,15	37,90	27,70	26,45
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>15,95</b>	24,00	28,80	27,35	33,95	29,30	25,45	20,40
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>0,96</b>	0,98	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	0,98
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,97</b>	0,95	0,98	1,01	1,02	0,98	1,00	0,98

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

## Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

En plus d'avoir subi les répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, le résultat net des huit derniers trimestres a été touché par les événements ou les ajustements non récurrents suivants :

- Le résultat net du troisième trimestre de 2013 tient compte d'un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien.
- Le résultat net du premier trimestre de 2013 tient compte d'une charge après impôt de 127 M\$ attribuable à la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette charge, qui représente le coût que devrait occasionner la décision de suspendre le projet, comprend notamment les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur et des frais liés à l'annulation de contrats.
- Comme Suncor jugeait les perspectives économiques peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur, elle a procédé à un test de dépréciation au quatrième trimestre de 2012. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets futurs attendus, elle a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de la reprise d'une perte de valeur après impôt de 177 M\$ que la Société avait comptabilisée à l'égard de ses actifs en Syrie au deuxième trimestre de 2012. Cette reprise a été comptabilisée à la suite d'une nouvelle évaluation de la valeur recouvrable nette des actifs sous-jacents que la Société a réalisée après avoir touché un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur après impôt totalisant 128 M\$ liées à certains actifs de prospection, de mise en valeur et de production du secteur Exploration et production.
- 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. La Société a cessé de comptabiliser la production et les produits des activités ordinaires liés à ses actifs en Syrie au quatrième trimestre de 2011.

## 9. AUTRES ÉLÉMENTS

### Méthodes comptables

Une description des méthodes comptables significatives de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés respectivement aux notes 3 et 5 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

### Adoption de nouvelles normes comptables et de normes comptables révisées

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, la Société a adopté les normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, et IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, ainsi que les modifications apportées à IAS 19, *Avantages du personnel*, et à IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*.

### Périmètre de consolidation de l'entité présentant l'information financière

IFRS 10 propose un modèle de consolidation unique qui repose sur une nouvelle définition du contrôle s'appliquant à tous les types d'entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats, en mettant l'accent sur les droits et les obligations liés au partenariat, et limite l'application de la comptabilisation selon la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. Les arrangements qui répondent à la définition d'une coentreprise doivent être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. IFRS 12 regroupe les exigences concernant les informations à fournir sur les différentes formes de participations dans d'autres entités, dont les filiales, les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées non consolidées.

La Société a identifié deux partenariats existants du secteur Raffinage et commercialisation, qui ont été reclassés rétrospectivement à titre de coentreprises par suite de l'application d'IFRS 11 et qui sont dorénavant comptabilisés selon la méthode de mise en équivalence, plutôt que selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Ce changement n'a pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés, mais il donne lieu à la compensation des produits et des charges de ces entités dans les autres produits. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de ces partenariats sont maintenant comptabilisés en fonction des distributions en trésorerie versées au cours de la période, et non plus en fonction de la quote-part de la Société des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, comme c'était le cas auparavant. De plus, l'investissement net de la Société dans ces entités est maintenant présenté dans les autres actifs. La Société a déterminé que l'adoption d'IFRS 10 n'avait entraîné aucun changement aux conclusions tirées du test de consolidation de ses filiales ou de ses entités détenues.

### Avantages du personnel

Les modifications apportées à IAS 19 viennent modifier les directives relatives à la comptabilisation et à la présentation des régimes à prestations définies et aux informations à fournir à ce sujet. La norme révisée exige la comptabilisation immédiate des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, éliminant ainsi les choix qui étaient offerts auparavant, modifie le calcul et la présentation de la composante charge d'intérêts de la charge de retraite annuelle et requiert la présentation de nouvelles informations sur les régimes à prestations définies.

L'adoption de ces modifications n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés. La Société a comptabilisé une charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée, et elle a reclassé la charge nette d'intérêts, qui était auparavant incluse dans les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux, dans les charges de financement.

### Évaluations de la juste valeur

IFRS 13 établit une source unique de directives s'appliquant à la majeure partie des évaluations de la juste valeur, fournit une définition plus précise de la juste valeur et accroît les obligations en matière d'informations à fournir concernant les évaluations de la juste valeur. L'adoption d'IFRS 13 n'a nécessité aucun ajustement des techniques d'évaluation qu'utilise la Société pour évaluer la juste valeur et n'a entraîné aucun ajustement des justes valeurs au 1<sup>er</sup> janvier 2013. L'adoption de cette norme s'est traduite par la présentation d'informations supplémentaires concernant le niveau de la hiérarchie des justes valeurs dans lequel est classée chaque catégorie d'instruments financiers évalués à la juste valeur. Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013.

### Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

Les modifications à IFRS 7 fournissent des précisions sur le modèle de compensation et établissent des exigences d'information communes de manière à permettre une meilleure compréhension des effets que peuvent avoir les accords de compensation. L'adoption de cette norme révisée a donné lieu à la présentation d'informations plus étoffées sur la compensation des actifs financiers et des passifs financiers de la Société. Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013.

L'incidence de l'application d'IFRS 11 et des modifications apportées à IAS 19 sur le résultat net consolidé, le résultat opérationnel et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012 et de la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 est présentée dans le tableau ci-dessous et rend compte de l'adoption des dispositions transitoires pertinentes.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2012	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012	Exercice clos le 31 décembre 2012
Résultat net avant les modifications comptables	1 555	3 345	2 783
Ajustements du résultat net :			
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(11)	(31)	(41)
<b>Résultat net après les modifications comptables</b>	<b>1 544</b>	<b>3 314</b>	<b>2 742</b>
Résultat opérationnel avant les modifications comptables	1 303	3 890	4 890
Ajustements du résultat opérationnel :			
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(11)	(31)	(41)
<b>Résultat opérationnel après les modifications comptables</b>	<b>1 292</b>	<b>3 859</b>	<b>4 849</b>
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les modifications comptables	2 740	7 510	9 745
Ajustements des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles :			
Passage de la méthode de la consolidation proportionnelle à la méthode de la mise en équivalence (IFRS 11)	3	(5)	(5)
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	—	—	(7)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles après les modifications comptables</b>	<b>2 743</b>	<b>7 505</b>	<b>9 733</b>

### **Estimations comptables critiques**

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés de l'actif, du passif, des produits et des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les actifs et les 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 élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles pour lesquelles une estimation différente aurait pu être formulée ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées et dont l'incidence d'une pareille modification sur la situation financière ou les résultats financiers de la Société pourrait être significative. 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 figure à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel 2012 de Suncor, laquelle est intégrée par renvoi dans les présentes.

### **Projet de l'usine de valorisation Voyageur**

Au premier trimestre de 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait fait l'acquisition de la participation de Total E&P dans VULP. La direction a exercé son jugement afin de déterminer si l'acquisition répondait à la définition d'un regroupement d'entreprises ou à celle d'une acquisition d'actifs, et elle a déterminé qu'elle répondait à la définition d'un regroupement d'entreprises, du fait qu'il existe des activités et des actifs pouvant être exploités et gérés en vue de réaliser un rendement. Comme la transaction répond à la définition d'un regroupement d'entreprises, les actifs identifiables acquis et les passifs repris ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date de l'acquisition.

La juste valeur des immobilisations corporelles acquises a été établie au moyen d'une approche fondée sur les flux de trésorerie futurs attendus reposant sur la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente, ainsi que selon la meilleure estimation de la direction du montant pouvant être recouvrée par la vente de certains actifs.

La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations a été déterminée selon la meilleure estimation de la direction quant aux coûts estimés nécessaires pour mener à bien les travaux, au calendrier des sorties de fonds, au taux d'actualisation et à l'utilisation future que la direction prévoit faire de la zone. Une modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

### **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 sa position à l'égard des versements d'intérêts. 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 s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 26 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et à la note 14 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013.

### **Avis de l'Agence du revenu du Canada**

En juillet 2013, la Société a fait parvenir à l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») l'information que celle-ci lui avait demandé de fournir en avril 2013 pour étayer sa position relative au traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de contrats dérivés relatifs à Buzzard. Après avoir examiné cette information, l'ARC a de nouveau demandé à la Société de lui fournir davantage d'information, ce que cette dernière a fait à la fin de septembre. La Société

est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et croit fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale si elle reçoit un avis de nouvelle cotisation.

### **Négociations syndicales**

Le 4 juin 2013, Suncor et le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (le « SCEP ») ont conclu une convention collective nationale. Cette convention nationale servira de fondement pour les nouvelles conventions collectives locales qui couvriront tous les salariés de Suncor membres du SCEP travaillant sur ses sites opérationnels au Canada. Au 30 septembre 2013, le SCEP représentait environ 30 % du personnel de Suncor (soit 4 200 salariés), soit la majorité des employés syndiqués de la Société. Les conventions visées sont décrites ci-dessous :

- Des conventions concernant environ 19 % des salariés de Suncor membres du SCEP qui prennent part aux activités de la Société liées aux raffineries, aux lubrifiants, au gaz naturel et aux terminaux ont fait l'objet d'un processus de négociation au troisième trimestre de 2013 et arrivent à échéance le 31 décembre 2012 ou le 31 janvier 2013. Certaines de ces conventions ont été renouvelées au cours du troisième trimestre de 2013.
- La convention concernant environ 79 % des salariés de Suncor membres du SCEP qui prennent part aux activités du secteur Sables pétrolières ou aux activités liées à Firebag est arrivée à échéance le 1<sup>er</sup> mai 2013 et a fait l'objet d'un processus de négociation durant le troisième trimestre de 2013. Ces conventions ont été renouvelées au troisième trimestre de 2013.
- La convention concernant le reste des salariés de Suncor membres du SCEP qui prennent part aux activités de la Société à Terra Nova est arrivée à échéance le 30 septembre 2013 et fait actuellement l'objet d'un processus de négociation.

### **Environnement de contrôle**

Selon leur évaluation au 30 septembre 2013, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable 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, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 septembre 2013, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 2013, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens 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 des événements qui ont cours en Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de tous ses actifs dans ce pays et ne peut déterminer si certaines de ses installations s'y trouvant ont été endommagées. Suncor a évalué l'environnement de contrôle dans ce pays et le surveille de façon continue, et elle ne croit pas que les changements survenus ont une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans son ensemble.

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

### **Prévisions de la Société**

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2013. Le communiqué de presse de Suncor daté du 30 octobre 2013, qui peut être consulté sur le site SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), fait état des mises à jour apportées aux prévisions 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 liés aux 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 isolément 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.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Suncor a adopté les nouvelles normes comptables et les normes comptables révisées décrites à la rubrique « Autres éléments » du présent rapport de gestion. Certains chiffres comparatifs se rapportant aux mesures financières hors PCGR de Suncor pour 2012 ont été retraités, tandis que les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de 2011 ne l'ont pas été, conformément aux dispositions transitoires respectives des nouvelles normes et des normes révisées.

### 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 majeurs en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets majeurs en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts capitalisés se rapportant aux projets majeurs 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, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs opérationnels.

Périodes de 12 mois closes les 30 septembre  
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2013	2012
<b>Ajustements du résultat net</b>			
Résultat net		<b>2 896</b>	4 742
Ajouter les montants après impôt liés aux éléments suivants :			
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains		<b>339</b>	(393)
Charge d'intérêts		<b>177</b>	47
	A	<b>3 412</b>	4 396
<b>Capital investi – à l'ouverture de la période de 12 mois</b>			
Dette nette		<b>5 034</b>	7 678
Capitaux propres		<b>39 981</b>	37 613
		<b>45 015</b>	45 291
<b>Capital investi – à la clôture de la période de 12 mois</b>			
Dette nette		<b>5 793</b>	5 034
Capitaux propres		<b>41 132</b>	39 981
		<b>46 925</b>	45 015
Capital moyen investi	B	<b>46 552</b>	45 264
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	<b>7,3</b>	9,7
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	<b>7 074</b>	9 799
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	<b>8,6</b>	12,4

**Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles**

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR en fonction 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, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et des paiements relatifs 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 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Résultat net	<b>951</b>	537	<b>446</b>	88	<b>350</b>	710	<b>(53)</b>	209	<b>1 694</b>	1 544
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	<b>652</b>	503	<b>274</b>	231	<b>136</b>	116	<b>27</b>	45	<b>1 089</b>	895
Impôt sur le résultat différé	<b>120</b>	187	<b>(193)</b>	(22)	<b>(126)</b>	199	<b>193</b>	24	<b>(6)</b>	388
Augmentation des passifs	<b>28</b>	25	<b>16</b>	15	<b>2</b>	1	<b>4</b>	4	<b>50</b>	45
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>(157)</b>	(289)	<b>(157)</b>	(289)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	<b>(1)</b>	(2)	<b>(2)</b>	(1)	<b>(3)</b>	(2)	<b>(145)</b>	22	<b>(151)</b>	17
Profit (perte) à la cession d'actifs	—	3	<b>(130)</b>	(1)	<b>(3)</b>	(4)	—	(1)	<b>(133)</b>	(3)
Rémunération fondée sur des actions	<b>39</b>	85	<b>18</b>	13	<b>25</b>	44	<b>113</b>	48	<b>195</b>	190
Frais de prospection	—	—	<b>8</b>	65	—	—	—	—	<b>8</b>	65
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(74)</b>	(78)	<b>(3)</b>	(5)	<b>(7)</b>	(6)	—	—	<b>(84)</b>	(89)
Autres	<b>(13)</b>	(4)	<b>(28)</b>	(18)	<b>(3)</b>	5	<b>67</b>	(3)	<b>23</b>	(20)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>1 702</b>	1 256	<b>406</b>	365	<b>371</b>	1 063	<b>49</b>	59	<b>2 528</b>	2 743
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	<b>208</b>	256	<b>54</b>	(168)	<b>77</b>	44	<b>(347)</b>	(492)	<b>(8)</b>	(360)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>1 910</b>	1 512	<b>460</b>	197	<b>448</b>	1 107	<b>(298)</b>	(433)	<b>2 520</b>	2 383

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Résultat net	<b>1 571</b>	1 505	<b>1 101</b>	(10)	<b>1 564</b>	1 687	<b>(768)</b>	132	<b>3 468</b>	3 314
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>1 759</b>	1 412	<b>889</b>	1 557	<b>381</b>	337	<b>88</b>	126	<b>3 117</b>	3 432
Impôt sur le résultat différé	<b>323</b>	623	<b>(130)</b>	26	<b>148</b>	461	<b>49</b>	(55)	<b>390</b>	1 055
Augmentation des passifs	<b>84</b>	83	<b>50</b>	47	<b>4</b>	3	<b>10</b>	4	<b>148</b>	137
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>301</b>	(272)	<b>301</b>	(272)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	<b>(1)</b>	—	<b>(1)</b>	(1)	<b>(1)</b>	—	<b>(60)</b>	31	<b>(63)</b>	30
Profit à la cession d'actifs	—	(29)	<b>(130)</b>	(1)	<b>(4)</b>	(8)	—	(1)	<b>(134)</b>	(39)
Rémunération fondée sur des actions	<b>(10)</b>	78	<b>21</b>	11	<b>9</b>	38	<b>113</b>	44	<b>133</b>	171
Frais de prospection	—	—	<b>59</b>	124	—	—	—	—	<b>59</b>	124
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(313)</b>	(310)	<b>(16)</b>	(22)	<b>(13)</b>	(13)	—	—	<b>(342)</b>	(345)
Autres	<b>33</b>	(45)	<b>(79)</b>	(33)	<b>(4)</b>	(1)	<b>35</b>	(23)	<b>(15)</b>	(102)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>3 446</b>	3 317	<b>1 764</b>	1 698	<b>2 084</b>	2 504	<b>(232)</b>	(14)	<b>7 062</b>	7 505
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	<b>2 188</b>	(816)	<b>565</b>	(88)	<b>226</b>	29	<b>(2 277)</b>	1 053	<b>702</b>	178
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>5 634</b>	2 501	<b>2 329</b>	1 610	<b>2 310</b>	2 533	<b>(2 509)</b>	1 039	<b>7 764</b>	7 683

### 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 puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion.



### Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti sur le résultat net du secteur Raffinage et commercialisation

Conformément aux PCGR, Suncor évalue les stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (PEPS), ce qui donne lieu à un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions de marché actuelles, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflètent les conditions de marché lors de l'achat des matières premières. Ce décalage entre l'achat et la vente peut se prolonger sur une période allant de plusieurs semaines à plusieurs mois et est influencé par les délais de livraison du brut après l'achat (qui peuvent atteindre plusieurs semaines dans le cas du brut extracôtier de provenance étrangère), par les niveaux des stocks de brut régional, par l'achèvement des procédés de raffinage, par le temps de transport jusqu'aux circuits de distribution et par les niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

Suncor prépare et présente une estimation de l'incidence de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). La direction utilise cette information pour analyser la performance opérationnelle de la Société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

Généralement, en période d'appréciation du brut, l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS a une incidence plus favorable sur le résultat net qu'une évaluation des stocks au moyen de la méthode DEPS, puisque des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé sont remplacés par des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé. À l'inverse, en période de dépréciation du brut, l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS a généralement une incidence défavorable sur le résultat net comparativement à une évaluation des stocks au moyen de la méthode DEPS, étant donné que des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé sont remplacés par des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé.

L'estimation par la Société de l'incidence de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS au lieu de la méthode d'évaluation DEPS relève d'un calcul relativement simple qui consiste à remplacer le coût des marchandises vendues comptabilisé d'après la méthode PEPS par le coût d'achat moyen en vigueur pendant cette période. Cette estimation n'inclut pas tous les éléments dont pourrait tenir compte une évaluation des stocks plus complexe et plus précise qui serait effectuée selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis. L'estimation de la Société ne provient pas d'un calcul normalisé et, par conséquent, il est peu probable qu'elle soit comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elle ne doit donc pas être prise en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR ou les PCGR des États-Unis.

La hausse généralisée des prix du pétrole brut a eu pour effet d'augmenter respectivement d'environ 104 M\$ et 222 M\$ le résultat après impôt dégagé pour le troisième trimestre de 2013 et les neuf premiers mois de 2013. Au troisième trimestre de 2012, la hausse généralisée des prix du pétrole brut avait eu pour effet d'augmenter le résultat après impôt d'environ 78 M\$, tandis que, pour les neuf premiers mois de 2012, la baisse généralisée des prix du pétrole brut avait eu pour effet de diminuer le résultat après impôt d'environ 50 M\$.

## 11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

*Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations 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 des réserves et des ressources; les prix des*

merchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats opérationnels et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a 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 :

- l'attente de la Société selon laquelle la production de bitume de Firebag atteindra la cible d'environ 180 000 blj au début de 2014.

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

- la prévision de la Société selon laquelle l'ensemble des travaux de maintenance planifiés du secteur Sables pétrolifères pour l'exercice ont été exécutés;
- l'intention de la Société d'effectuer des travaux de maintenance périodiques, de réparer les chaînes de mouillage endommagées à Terra Nova et d'effectuer travaux de maintenance préventifs portant sur les huit autres chaînes dans un délai de 11 semaines.

Les prévisions de Suncor concernant les dépenses en immobilisations et les projets de croissance et ses autres projets, considérant ce qui suit :

- les projets de la Société concernant l'affectation des dépenses en immobilisations;
- la charge comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur tient compte de la totalité des coûts liés à la suspension de ce projet;
- l'intention de la Société d'accroître sa capacité d'expédition du pétrole brut lourd jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique au moyen du pipeline Keystone South, augmentant ainsi sa marge de manœuvre au chapitre de la logistique et de la commercialisation;
- la prévision de la Société selon laquelle elle respectera les exigences en matière de remplissage des canalisations du pipeline Keystone South au cours du quatrième trimestre de 2013;
- l'attente selon laquelle l'infrastructure de distribution en terminal de Montréal pourra réceptionner les livraisons de pétrole brut à compter du quatrième trimestre de 2013;
- le projet de désengorgement mis en œuvre aux installations de MacKay River devrait accroître la capacité de production d'environ 20 % au cours de deux prochaines années et porter la capacité totale à 38 000 blj;
- la prévision selon laquelle le projet Fort Hills commencera à produire du pétrole dès le quatrième trimestre de 2017 et atteindra 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 blj (capacité nette de 73 000 blj pour Suncor) dans un délai de 12 mois, que la durée de vie de la mine est de plus de 50 ans au taux de production prévu actuel (d'après l'hypothèse selon laquelle toutes les ressources éventuelles sont mises en valeur) et que la quote-part des dépenses en immobilisations dans Fort Hills revenant à Suncor par suite de l'autorisation des dépenses est estimée à environ 5,5 G\$;

- l'intention de la Société de continuer de mettre l'accent sur la conception technique et les exigences réglementaires et de fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses liées au projet d'exploitation minière Joslyn dès qu'une date se précisera;
- la prévision selon laquelle la conception et la construction de nouvelles plateformes de puits à Firebag et à MacKay River devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels au cours des années à venir;
- les activités de forage devraient commencer d'ici le début de 2014 au projet Golden Eagle et la production des premiers barils de pétrole y est attendue à la fin de 2014 ou au début de 2015;
- la prévision selon laquelle la construction des installations sous-marines de l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia prendra fin au quatrième trimestre de 2013. Le projet devrait accroître l'ensemble de la production tirée des champs d'Hibernia à compter de 2015;
- la prévision selon laquelle l'installation du matériel sous-marin lié au projet d'extension sud de White Rose se fera en deux phases tout au long de 2013 et de 2014. Les premiers barils de pétrole sont attendus au quatrième trimestre de 2014;
- la production des premiers barils de pétrole issus du projet Hebron est attendue en 2017.

Autres éléments :

- la position de la Société à l'égard de l'avis qu'elle a reçu de l'ARC concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de contrats dérivés relatifs à Buzzard et l'opinion de la Société voulant qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale;
- le fait que la direction soit d'avis que Suncor disposera des ressources en capital nécessaires pour financer le reste de son programme de dépenses en immobilisations de 6,7 G\$ prévu pour 2013 et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement actuels et futurs grâce à ses soldes de trésorerie et à ses placements à court terme existants, aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qu'elle générera d'ici la fin de 2013, aux facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi qu'aux émissions de papier commercial ou de débentures ou de billets à long terme auxquelles elle procédera, 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 auront une notation élevée;
- le fait que 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 significative actuelle ou future sur sa situation financière ou ses résultats opérationnels, notamment sur sa situation de trésorerie ou ses dépenses en immobilisations.

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 pétrolières, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

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

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

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

projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de nos raffineries et de nos centres de distribution.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite d'attaques de pirates informatiques ou de cyberterroristes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; 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, ainsi qu'à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2012, dans la notice annuelle de 2012 et dans le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au [www.sec.gov](http://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.

Avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor, la participation directe à titre d'exploitant de Suncor dans les ressources éventuelles d'environ 3,3 milliards de barils associées au projet Fort Hills, en Alberta, correspond à environ 1,35 milliard de barils de bitume. Dans sa notice annuelle de 2012 et son rapport sur formulaire 40-F, Suncor a déclaré que le reclassement de ses ressources éventuelles pour le projet Fort Hills, dont la date de prise d'effet est le 31 décembre 2012, dépendait en grande partie de l'évaluation selon laquelle le développement obtiendrait les approbations nécessaires et débiterait dans un délai raisonnable. Depuis la date de la notice annuelle de 2012 de Suncor, les copropriétaires du projet Fort Hills ont autorisé les dépenses liées au projet. Compte tenu de ce qui précède, ces ressources ou une partie de celles-ci pourraient faire l'objet d'un reclassement futur dans les réserves.

Les ressources éventuelles représentent les quantités de pétrole estimatives, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir de gisements connus à l'aide d'une technologie établie ou d'une technologie en cours de mise au

*point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Rien ne garantit que les ressources éventuelles pourront être mises en production d'une façon viable sur le plan commercial.*

*Aucune garantie ne peut être donnée quant au moment où les ressources seront mises en valeur. L'estimation des ressources éventuelles est considérée comme la meilleure estimation de la quantité qui sera effectivement récupérée. Il est également vraisemblable que les quantités effectivement restantes et récupérées seront supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est généralement préparée indépendamment des risques liés à l'atteinte d'une production commerciale. Il existe de nombreuses incertitudes liées à l'estimation des quantités et de la qualité des ressources éventuelles, notamment bon nombre de facteurs indépendants de notre volonté. Les éventualités peuvent comprendre des facteurs comme les questions économiques, juridiques, environnementales, politiques et réglementaires ou l'absence d'infrastructure ou de marchés.*

*Pour obtenir plus d'information concernant les ressources éventuelles, veuillez consulter la notice annuelle de 2012 et le rapport sur formulaire 40-F de Suncor.*

**États consolidés du résultat global**

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	2012	2013	2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 4)	10 288	9 488	29 779	28 711
Autres produits (note 5)	85	88	324	327
	<b>10 373</b>	9 576	<b>30 103</b>	29 038
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	4 603	4 124	13 101	12 612
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	2 318	2 265	6 924	6 723
Transport	205	171	573	491
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 089	895	3 117	3 432
Prospection	38	97	247	238
Profit à la cession d'actifs (note 16)	(133)	(3)	(134)	(39)
Frais de démarrage de projets	3	17	13	40
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 15)	—	—	176	—
(Produits) charges de financement (note 9)	(65)	(241)	709	(73)
	<b>8 058</b>	7 325	<b>24 726</b>	23 424
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>2 315</b>	2 251	<b>5 377</b>	5 614
<b>Impôt sur le résultat</b>				
Exigible	627	319	1 519	1 245
Différé	(6)	388	390	1 055
	<b>621</b>	707	<b>1 909</b>	2 300
<b>Résultat net</b>	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 314
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(55)	(135)	136	(116)
Couvertures de flux de trésorerie reclassés en résultat net	—	(1)	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 13)	(33)	(54)	353	(178)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(88)</b>	(190)	<b>489</b>	(295)
<b>Résultat global</b>	<b>1 606</b>	1 354	<b>3 957</b>	3 019
<b>Résultat net par action ordinaire</b>				
(en dollars) (notes 3 et 11)				
De base	1,13	1,01	2,30	2,14
Dilué	1,13	1,00	2,30	2,13
Dividendes en trésorerie	0,20	0,13	0,53	0,37

Se reporter aux notes annexes.

**États consolidés de la situation financière**

(non audité)

(en millions de dollars)	<b>30 septembre 2013</b>	31 décembre 2012
		(retraité – note 3)
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	<b>5 340</b>	4 385
Créances	<b>4 826</b>	5 201
Stocks	<b>4 249</b>	3 697
Impôt sur le résultat à recouvrer	<b>621</b>	799
Total de l'actif courant	<b>15 036</b>	14 082
Immobilisations corporelles, montant net (notes 15 et 16)	<b>55 755</b>	55 434
Prospection et évaluation	<b>3 363</b>	3 284
Autres actifs	<b>427</b>	419
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	<b>3 094</b>	3 104
Actifs d'impôt différé	<b>86</b>	78
Total de l'actif	<b>77 761</b>	76 401
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dettes à court terme	<b>771</b>	775
Tranche courante de la dette à long terme	<b>31</b>	311
Dettes et charges à payer	<b>6 952</b>	6 446
Tranche courante des provisions (note 12)	<b>1 311</b>	856
Impôt à payer	<b>1 300</b>	1 165
Total du passif courant	<b>10 365</b>	9 553
Dettes à long terme	<b>10 331</b>	9 938
Autres passifs non courants (note 13)	<b>1 820</b>	2 319
Provisions (note 12)	<b>3 516</b>	4 932
Passifs d'impôt différé	<b>10 597</b>	10 444
Capitaux propres	<b>41 132</b>	39 215
Total du passif et des capitaux propres	<b>77 761</b>	76 401

Se reporter aux notes annexes.



**Tableaux consolidés des flux de trésorerie**

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2013	30 septembre 2012	2013	les 30 septembre 2012
	(retraité – note 3)		(retraité – note 3)	
<b>Activités opérationnelles</b>				
Résultat net	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 314
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>1 089</b>	895	<b>3 117</b>	3 432
Impôt sur le résultat différé	<b>(6)</b>	388	<b>390</b>	1 055
Charge de désactualisation	<b>50</b>	45	<b>148</b>	137
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	<b>(157)</b>	(289)	<b>301</b>	(272)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	<b>(151)</b>	17	<b>(63)</b>	30
Profit à la cession d'actifs	<b>(133)</b>	(3)	<b>(134)</b>	(39)
Rémunération fondée sur des actions	<b>195</b>	190	<b>133</b>	171
Prospection	<b>8</b>	65	<b>59</b>	124
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(84)</b>	(89)	<b>(342)</b>	(345)
Autres	<b>23</b>	(20)	<b>(15)</b>	(102)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	<b>(8)</b>	(360)	<b>702</b>	178
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>2 520</b>	2 383	<b>7 764</b>	7 683
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	<b>(1 539)</b>	(1 670)	<b>(5 004)</b>	(4 754)
Acquisitions (note 15)	—	—	<b>(515)</b>	—
Produit de la cession d'actifs (note 16)	<b>904</b>	15	<b>910</b>	58
Autres placements	<b>(9)</b>	(2)	<b>(15)</b>	(6)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	<b>(12)</b>	92	<b>(184)</b>	142
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(656)</b>	(1 565)	<b>(4 808)</b>	(4 560)
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette à court terme	<b>(42)</b>	(24)	<b>(28)</b>	(22)
Variation nette de la dette à long terme	—	(5)	<b>149</b>	(12)
Remboursement sur la dette à long terme	<b>(312)</b>	—	<b>(312)</b>	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	<b>36</b>	12	<b>80</b>	179
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 8)	<b>(426)</b>	(312)	<b>(1 125)</b>	(1 043)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	<b>(299)</b>	(196)	<b>(798)</b>	(561)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(1 043)</b>	(525)	<b>(2 034)</b>	(1 459)
<b>Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>821</b>	293	<b>922</b>	1 664
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	<b>(11)</b>	(16)	<b>33</b>	(7)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	<b>4 530</b>	5 161	<b>4 385</b>	3 781
<b>Trésorerie et équivalents à la clôture de la période</b>	<b>5 340</b>	5 438	<b>5 340</b>	5 438
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	<b>70</b>	65	<b>421</b>	382
Impôt sur le résultat payé	<b>399</b>	474	<b>1 083</b>	1 095

Se reporter aux notes annexes.

## États consolidés des variations des capitaux propres

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total (retraité – note 3)	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2011	20 303	545	(207)	14	17 937	38 592	1 558 636
Résultat net	—	—	—	—	3 314	3 314	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(116)	—	—	(116)	—
Variations nettes des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 88 \$	—	—	—	—	(178)	(178)	—
Résultat global	—	—	(116)	(1)	3 136	3 019	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	240	(44)	—	—	—	196	10 086
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	12	—	—	—	(12)	—	391
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options	(447)	—	—	—	(596)	(1 043)	(34 385)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(121)	—	—	—	(179)	(300)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	78	—	—	—	78	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(561)	(561)	—
30 septembre 2012	19 987	579	(323)	13	19 725	39 981	1 534 728
31 décembre 2012	19 945	579	(223)	13	18 901	39 215	1 523 057
Résultat net	—	—	—	—	3 468	3 468	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	136	—	—	136	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 121 \$	—	—	—	—	353	353	—
Résultat global	—	—	136	—	3 821	3 957	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	124	(35)	—	—	—	89	3 745
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	22	—	—	—	(22)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 8)	(453)	—	—	—	(672)	(1 125)	(34 560)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(86)	—	—	—	(162)	(248)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	42	—	—	—	42	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(798)	(798)	—
<b>30 septembre 2013</b>	<b>19 552</b>	<b>586</b>	<b>(87)</b>	<b>13</b>	<b>21 068</b>	<b>41 132</b>	<b>1 492 242</b>

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 comprennent notamment 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 englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des entités contrôlées conjointement.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 6<sup>th</sup> 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 Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS 34 »), *Information financière intermédiaire*, telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et avec les états financiers consolidés intermédiaires de la période close le 31 mars 2013.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 30 octobre 2013, date à laquelle le comité d'audit a approuvé ces 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 mentionné dans le sommaire des méthodes comptables suivies pour l'établissement des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Ces méthodes comptables ont été appliquées de la même façon que pour l'exercice précédent, à l'exception des éléments décrits à la note 3.

#### 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 les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer des montants estimatifs lorsque des événements se concrétiseront. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

### 3. ADOPTION D'IFRS NOUVELLES ET MODIFIÉES

#### Incidence de l'application d'IFRS 11

Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, la Société a adopté IFRS 11, *Partenariats*. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats en évaluant les droits et les obligations liés au partenariat et limite l'application de la méthode de

la consolidation proportionnelle aux partenariats dans le cadre desquels des droits et obligations suffisants sont concédés aux partenaires. Par conséquent, deux partenariats existants dans le secteur Raffinage et commercialisation ont été reclassés en tant que coentreprises et sont maintenant comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence plutôt que selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Cette modification n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés, mais a entraîné la comptabilisation du montant net des produits et des charges de ces entités au poste « Autres produits » et la compensation de la quote-part du résultat et des distributions de trésorerie au poste « Autres » des tableaux consolidés des flux de trésorerie. De plus, la participation nette de la Société dans ces entités est dorénavant présentée au poste « Autres actifs ».

### Incidence de l'application d'IAS 19

Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, la Société a adopté les modifications apportées à IAS 19, *Avantages du personnel*. La norme modifiée a entraîné des changements de calcul et de présentation de la charge d'intérêts liée aux régimes de retraite, qui est maintenant calculée selon les obligations nettes non capitalisées et en appliquant le taux d'actualisation utilisé afin de mesurer les obligations liées aux avantages du personnel au début de l'exercice. Auparavant, la charge d'intérêts liée aux régimes de retraite représentait les produits d'intérêts sur les actifs du régime (calculés au moyen du rendement prévu sur les actifs du régime) et la charge d'intérêts sur les obligations du régime (calculées au moyen du taux d'actualisation). La charge d'intérêts nette a été reclassée au poste « Charges de financement ». Cette charge était précédemment présentée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». Par ailleurs, compte tenu du changement apporté au calcul de la charge d'intérêts liée aux régimes de retraite, les comptes fiscaux remboursables sont maintenant évalués à la valeur actualisée, ce qui a donné lieu à des ajustements non significatifs de l'état consolidé de la situation financière présenté ci-dessous.

IFRS 11 et les modifications apportées à IAS 19 ont été appliquées rétroactivement, et leurs incidences sur les périodes comparatives sont présentées dans les tableaux suivants.

### Ajustements apportés à l'état consolidé du résultat global<sup>1)</sup> :

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2012			Période de neuf mois close le 30 septembre 2012		
	IFRS 11	IAS 19	Total	IFRS 11	IAS 19	Total
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>						
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	(24)	—	(24)	(53)	—	(53)
Autres produits	(1)	—	(1)	10	—	10
<b>Charges</b>						
Achats de pétrole brut et de produits	(17)	—	(17)	(18)	—	(18)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(7)	(5)	(12)	(22)	(16)	(38)
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	(1)	—	(1)	(3)	—	(3)
Charges de financement	—	19	19	—	57	57
<b>Impôt sur le résultat</b>						
Différé	—	(3)	(3)	—	(10)	(10)
<b>Résultat net</b>	—	(11)	(11)	—	(31)	(31)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	11	11	—	31	31
<b>Résultat global</b>	—	—	—	—	—	—
<b>Par action ordinaire</b> (en dollars)						
De base	—	—	—	—	(0,02)	(0,02)
Dilué	—	(0,01)	(0,01)	—	(0,02)	(0,02)

1) L'incidence des modifications apportées à IAS 19 sur le résultat de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 consiste en une augmentation des charges de financement de 37 M\$ et en un gain actuariel de 27 M\$, déduction faite d'impôt de 10 M\$, ce qui se traduit par une incidence nulle sur l'état consolidé du résultat global.

**Ajustements apportés à l'état consolidé de la situation financière :**

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	31 déc. 2012
Trésorerie et équivalents	(8)
Créances	(43)
Stocks	(46)
Immobilisations corporelles, montant net	(24)
Autres actifs	99
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	(24)
Actifs d'impôt différé	(2)
<b>Total de l'actif</b>	<b>(48)</b>
Dettes à court terme	(1)
Dettes et charges à payer	(23)
Impôt à payer	(5)
Autres passifs non courants <sup>2)</sup>	9
Provisions	(1)
Passifs d'impôt différé <sup>2)</sup>	(19)
Capitaux propres <sup>2)</sup>	(8)
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>(48)</b>

2) Au 31 décembre 2012, l'ajustement lié à IAS 19 a entraîné une augmentation de 11 M\$ des autres passifs non courants, compensée par des diminutions respectives de 3 M\$ et de 8 M\$ de l'impôt différé et des capitaux propres. Les autres ajustements sont liés à IFRS 11.

**Ajustements apportés au tableau consolidé des flux de trésorerie :**

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2012	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Activités opérationnelles		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	3	(5)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(8)	17
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(5)	12
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	—	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	—	—
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>(5)</b>	<b>12</b>

**4. 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 portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le virement et dans les charges du secteur recevant le virement. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 30 septembre										
(en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
	(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)	
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	2 588	2 229	1 336	1 093	7 057	6 696	24	29	11 005	10 047
Produits intersectoriels	1 316	823	166	51	26	59	(1 508)	(933)	—	—
Moins les redevances	(392)	(262)	(325)	(297)	—	—	—	—	(717)	(559)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	3 512	2 790	1 177	847	7 083	6 755	(1 484)	(904)	10 288	9 488
Autres produits (charges)	4	6	31	7	(5)	6	55	69	85	88
	3 516	2 796	1 208	854	7 078	6 761	(1 429)	(835)	10 373	9 576
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	87	46	158	5	5 803	4 999	(1 445)	(926)	4 603	4 124
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 344	1 370	183	182	596	596	195	117	2 318	2 265
Transport	111	99	29	29	75	51	(10)	(8)	205	171
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	652	503	274	231	136	116	27	45	1 089	895
Prospection	7	2	31	95	—	—	—	—	38	97
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	3	(130)	(1)	(3)	(4)	—	(1)	(133)	(3)
Frais de démarrage de projets	3	16	—	—	—	1	—	—	3	17
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(Produits) charges de financement	32	33	(8)	20	2	3	(91)	(297)	(65)	(241)
	2 236	2 072	537	561	6 609	5 762	(1 324)	(1 070)	8 058	7 325
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>1 280</b>	<b>724</b>	<b>671</b>	<b>293</b>	<b>469</b>	<b>999</b>	<b>(105)</b>	<b>235</b>	<b>2 315</b>	<b>2 251</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	209	—	418	227	245	90	(245)	2	627	319
Différé	120	187	(193)	(22)	(126)	199	193	24	(6)	388
	329	187	225	205	119	289	(52)	26	621	707
<b>Résultat net</b>	<b>951</b>	<b>537</b>	<b>446</b>	<b>88</b>	<b>350</b>	<b>710</b>	<b>(53)</b>	<b>209</b>	<b>1 694</b>	<b>1 544</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>										
	898	1 113	418	387	202	147	21	23	1 539	1 670

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
		(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	6 681	6 437	4 674	4 434	19 973	19 568	83	58	31 411	30 497
Produits intersectoriels	2 971	2 340	282	477	140	145	(3 393)	(2 962)	—	—
Moins les redevances	(658)	(619)	(974)	(1 167)	—	—	—	—	(1 632)	(1 786)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	8 994	8 158	3 982	3 744	20 113	19 713	(3 310)	(2 904)	29 779	28 711
Autres produits	10	20	71	47	11	26	232	234	324	327
	9 004	8 178	4 053	3 791	20 124	19 739	(3 078)	(2 670)	30 103	29 038
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	261	151	409	259	15 698	15 197	(3 267)	(2 995)	13 101	12 612
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	4 196	4 056	540	653	1 699	1 668	489	346	6 924	6 723
Transport	301	274	97	95	207	150	(32)	(28)	573	491
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 759	1 412	889	1 557	381	337	88	126	3 117	3 432
Prospection	96	53	151	185	—	—	—	—	247	238
Profit à la cession d'actifs	—	(29)	(130)	(1)	(4)	(8)	—	(1)	(134)	(39)
Frais de démarrage de projets	13	38	—	—	—	2	—	—	13	40
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	176	—	—	—	—	—	—	—	176	—
Charges (produits) de financement	98	94	26	54	2	1	583	(222)	709	(73)
	6 900	6 049	1 982	2 802	17 983	17 347	(2 139)	(2 774)	24 726	23 424
<b>Résultat avant impôt</b>	2 104	2 129	2 071	989	2 141	2 392	(939)	104	5 377	5 614
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	210	1	1 100	973	429	244	(220)	27	1 519	1 245
Différé	323	623	(130)	26	148	461	49	(55)	390	1 055
	533	624	970	999	577	705	(171)	(28)	1 909	2 300
<b>Résultat net</b>	1 571	1 505	1 101	(10)	1 564	1 687	(768)	132	3 468	3 314
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	3 421	3 383	1 093	908	445	394	45	69	5 004	4 754

## 5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	<b>106</b>	33	<b>223</b>	161
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	<b>(61)</b>	(4)	<b>(26)</b>	21
Activités de gestion des risques	<b>(14)</b>	2	<b>(17)</b>	1
Produits financiers et produit d'intérêts	<b>17</b>	18	<b>57</b>	65
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	<b>13</b>	19	<b>37</b>	45
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinrière et autres	<b>24</b>	20	<b>50</b>	34
	<b>85</b>	88	<b>324</b>	327

## 6. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

### Syrie

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a constaté des pertes de valeur après impôt et une provision pour créances irrécouvrables de 694 M\$ relativement aux actifs de son secteur Exploration et production en Syrie. Un test de dépréciation a été mené puisque la situation politique n'avait pas été résolue et que des sanctions internationales touchant le pays étaient encore en vigueur. Ces pertes de valeur ont été portées en diminution des immobilisations corporelles (604 M\$) et des autres actifs courants (23 M\$). La Société a aussi comptabilisé une provision pour créances irrécouvrables relativement au reste de ses créances en Syrie (67 M\$) au 30 juin 2012.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M\$ lié aux instruments d'atténuation des risques pour ses activités en Syrie. Ce produit est assujéti à un remboursement provisoire advenant la reprise des activités de la Société en Syrie. Après la réception du produit lié aux instruments d'atténuation des risques, une évaluation a été effectuée au 31 décembre 2012 et une reprise de perte de valeur de 177 M\$ a été comptabilisée.

La valeur comptable des immobilisations corporelles de la Société en Syrie, après déduction de la provision pour instruments d'atténuation des risques, s'élevait à environ 130 M\$ au 30 septembre 2013. Il n'y a eu aucun changement dans l'évaluation globale des actifs de la Société; par conséquent, aucune autre reprise de perte de valeur n'a été constatée au cours du trimestre.

## 7. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge de la 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		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	<b>11</b>	19	<b>42</b>	78
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	<b>195</b>	199	<b>262</b>	230
	<b>206</b>	218	<b>304</b>	308



## 8. OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a débuté au troisième trimestre de 2012 (l'« offre publique de rachat de 2012 »), la Société a racheté un total de 38,9 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 1,2 G\$.

Le 5 août 2013, Suncor a lancé une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2013 ») par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 1,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014. Suncor a racheté un total de 9,5 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 343 M\$.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la Société a racheté 34,6 millions (34,4 millions en 2012) de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 1 125 M\$ (1 043 M\$ en 2012). Une tranche de 453 M\$ (447 M\$ en 2012, déduction faite de la prime des options de 1,3 M\$) de ce montant a été imputée au capital-actions et le solde de 672 M\$ (596 M\$ en 2012), aux résultats non distribués.

La Société a aussi comptabilisé un passif de 296 M\$ pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne prévue aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant. Du passif comptabilisé, 105 M\$ ont été imputés au capital-actions et 191 M\$, aux résultats non distribués.

## 9. (PRODUITS) CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2013	30 septembre 2012	2013	30 septembre 2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Intérêts sur la dette	<b>176</b>	162	<b>525</b>	488
Intérêts incorporés à l'actif	<b>(99)</b>	(138)	<b>(299)</b>	(444)
Charge d'intérêts	<b>77</b>	24	<b>226</b>	44
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	<b>17</b>	19	<b>51</b>	57
Charge de désactualisation	<b>50</b>	45	<b>148</b>	137
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	<b>(157)</b>	(289)	<b>301</b>	(272)
Écarts de change et autres	<b>(52)</b>	(40)	<b>(17)</b>	(39)
	<b>(65)</b>	(241)	<b>709</b>	(73)

## 10. 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 à 11,5 % au lieu d'adopter le taux réduit prévu de 10,0 %. La Société a donc comptabilisé une hausse de 88 M\$ de la charge d'impôt différé lorsqu'elle a réévalué les soldes d'impôt différé.

**11. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Résultat net	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 314
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions <sup>1)</sup>	—	—	—	(6)
Résultat net – dilué	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 308
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 497</b>	1 536	<b>1 507</b>	1 550
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	<b>1</b>	2	<b>1</b>	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	<b>1 498</b>	1 538	<b>1 508</b>	1 554
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	<b>1,13</b>	1,01	<b>2,30</b>	2,14
Résultat dilué par action	<b>1,13</b>	1,00	<b>2,30</b>	2,13

1) Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une option de règlement 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 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2012.

**12. PROVISIONS**

Pour le troisième trimestre de 2013, la provision pour démantèlement et remise en état a diminué par suite de l'augmentation du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit de 0,6 % (302 M\$) et de la vente d'une part importante des activités liés au gaz naturel de la Société dans l'Ouest canadien (714 M\$) (note 16).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la provision pour démantèlement et remise en état a subi une diminution nette découlant de l'augmentation du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit de 0,8 % (415 M\$) et de la vente d'une part importante des activités liés au gaz naturel de la Société dans l'Ouest canadien (714 M\$). Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation de 132 M\$ au premier trimestre de 2013 découlant de l'acquisition d'une participation de 49 % dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP ») et par le devancement du calendrier de certaines activités de remise en état en raison de l'interruption du projet d'usine de valorisation Voyageur (note 15).

**13. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE**

Pour le troisième trimestre de 2013, une perte actuarielle après impôt de 33 M\$ a été enregistrée par suite de la réévaluation des actifs des régimes de retraite de la Société au cours de cette période. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, un gain actuariel de 353 M\$ a été enregistré par suite d'une augmentation de 0,7 % du taux d'actualisation actuariel des régimes de retraite du personnel (3,9 % au 31 décembre 2012) et un montant correspondant a été inscrit dans les autres passifs non courants.

## 14. INSTRUMENTS FINANCIERS

### Hierarchie de la juste valeur

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 30 septembre 2013, selon le niveau hiérarchique.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	59	129	1	189
Dettes	(11)	(154)	(5)	(170)
	<b>48</b>	<b>(25)</b>	<b>(4)</b>	<b>19</b>

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie de la juste valeur, ni aucun transfert vers le niveau 3 ou depuis celui-ci.

Au 30 septembre 2013, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 9,3 G\$ et la juste valeur, à 10,9 G\$. La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

### Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

La société a conclu des accords lui permettant d'effectuer des compensations des instruments financiers dérivés et des créances (dettes), lesquels sont présentés sur la base du montant net à l'état de la situation financière. Au 30 septembre 2013, le montant net des créances et des instruments financiers dérivés était de 49 M\$ (122 M\$ au 31 décembre 2012) et se composait d'un actif brut de 2 834 M\$ (3 007 M\$ au 31 décembre 2012) et d'un passif brut de 2 785 M\$ (2 885 M\$ au 31 décembre 2012).

## 15. PROJET D'USINE DE VALORISATION VOYAGEUR

Le 27 mars 2013, la Société a acquis la participation de Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») dans VULP pour un montant de 515 M\$ et a obtenu le contrôle exclusif sur les actifs du partenariat. La transaction a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises.

La direction porte un jugement pour déterminer si l'acquisition satisfait à la définition d'un regroupement d'entreprises ou d'un achat d'actifs. Lorsqu'une transaction répond à la définition d'un regroupement d'entreprises, les actifs identifiables acquis et les passifs repris, y compris les passifs éventuels, sont évalués et comptabilisés à la juste valeur à la date de l'acquisition, y compris les actifs et les passifs d'impôt. Les coûts de transactions correspondants sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Aucun bénéfice net important n'a été généré puisque VULP se trouvait au stade de la préparation et que, par conséquent, elle n'avait pas de produits et la majorité de ses coûts étaient capitalisés.

La répartition provisoire du coût d'achat se fonde sur les meilleures estimations actuelles de la Société. La répartition définitive du coût d'achat peut donner lieu à un nouvel ajustement de la valeur comptable des actifs acquis et des passifs repris.

La juste valeur de la contrepartie transférée et les actifs acquis et passifs repris à la date de l'acquisition sont présentés ci-dessous.

(en millions de dollars)

<b>Total du coût d'achat</b>	515
<b>Répartition provisoire du coût d'achat :</b>	
Immobilisations corporelles	374
Impôt différé	312
Provisions pour démantèlement et remise en état	(81)
Contrats et passifs repris	(90)
<b>Actifs nets acquis</b>	515

La juste valeur attribuée aux immobilisations corporelles a été déterminée selon l'approche fondée sur les flux de trésorerie futurs prévus des actifs qui devraient être conservés, selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Quant aux actifs qui devraient être vendus, leur juste valeur a été déterminée selon les meilleures estimations de la direction du montant recouvrable.

La juste valeur de la provision pour démantèlement et remise en état a été déterminée selon les meilleures estimations de la direction quant aux coûts liés à la réalisation des travaux de remise en état, au calendrier des sorties de fonds, à la méthode de remise en état, au taux d'actualisation et à l'usage futur des lieux prévu par la direction.

À la suite de l'acquisition, la Société a annoncé qu'elle ne poursuivrait pas le projet d'usine de valorisation Voyageur. Cette décision résulte d'une étude stratégique et économique conjointe demandée par la Société et son copropriétaire, Total E&P, en raison de changements des conditions du marché qui remettent en question la viabilité économique du projet. La valeur comptable nette totale des actifs conservés était d'environ 800 M\$, ces actifs comprenant une installation de mélange de bitume chaud, des réservoirs de stockage et un camp que la Société compte utiliser pour soutenir la croissance continue de ses activités liées aux sables pétrolifères.

Par suite de la décision de suspendre ce projet, une charge après impôt d'environ 127 M\$ a été imputée au résultat pour le trimestre clos le 31 mars 2013, cette charge comprenant la provision pour le démantèlement et la remise en état du site Voyageur, ainsi que des coûts d'annulation de contrats. Par ailleurs, la provision pour démantèlement et remise en état a augmenté d'un montant net de 132 M\$ en raison de l'acquisition d'une participation de 49 % dans VULP et du devancement du calendrier de certaines activités de remise en état en raison de l'interruption du projet.

## 16. ACTIFS VENDUS

Le 26 septembre 2013, la Société a conclu la vente annoncée précédemment d'une part importante de ses activités liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien pour un produit de 1,0 G\$, compte non tenu d'ajustements de clôture et d'autres coûts de clôture. La vente de ces actifs a entraîné un profit à la cession d'actifs après impôt de 130 M\$ pour son secteur Exploration et production.

## 17. ENGAGEMENTS

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la Société a conclu diverses ententes, dont la valeur totalise environ 1,3 G\$ et qui s'échelonnent sur les 25 prochaines années, notamment des ententes portant sur la capacité pipelinière en vue de faciliter l'importation de diluants par des tiers et des ententes portant sur la logistique et l'entreposage en vue de favoriser l'accès de la Société au marché grâce au transport de pétrole brut provenant de l'intérieur des terres vers la raffinerie de Montréal, les marchés côtiers et la région du golfe du Mexique.

## 18. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 30 octobre 2013, la Société a annoncé que les copropriétaires du projet ont voté à l'unanimité en faveur de la poursuite du projet d'exploitation des sables pétrolifères Fort Hills. Suncor détient une participation de 40,8 % dans ce projet et en est le promoteur et l'exploitant.

## Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Exercice clos le
	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 sept. 2013	30 sept. 2012	31 déc. 2012
<b>Secteur Sables pétrolifères</b>								
<b>Production totale (kb/j)</b>	<b>423,6</b>	309,4	389,0	378,7	378,9	<b>374,3</b>	352,7	359,2
<b>Production, à l'exclusion de Syncrude</b>								
Total (kb/j)	<b>396,4</b>	276,6	357,8	342,8	341,3	<b>343,9</b>	318,8	324,8
Firebag (kb/j de bitume)	<b>152,7</b>	129,3	137,0	123,4	113,0	<b>139,7</b>	97,5	104,0
MacKay River (kb/j de bitume)	<b>29,2</b>	28,2	28,5	27,9	17,0	<b>28,6</b>	26,6	27,0
<b>Ventes (kb/j)</b>								
Brut léger peu sulfureux	<b>99,0</b>	51,0	112,7	82,3	104,4	<b>87,5</b>	97,6	93,8
Diesel	<b>28,6</b>	28,7	9,0	9,7	28,7	<b>22,2</b>	29,5	24,5
Brut léger sulfureux	<b>159,9</b>	147,9	190,6	174,4	175,9	<b>166,0</b>	156,7	161,1
Bitume	<b>84,3</b>	56,4	47,1	57,3	36,4	<b>62,7</b>	40,2	44,5
<b>Total des ventes</b>	<b>371,8</b>	284,0	359,4	323,7	345,4	<b>338,4</b>	324,0	323,9
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (\$/b)</b>								
Brut léger peu sulfureux	<b>110,80</b>	99,45	95,24	90,76	87,84	<b>101,92</b>	91,26	91,17
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	<b>93,92</b>	80,79	70,72	70,79	77,73	<b>82,37</b>	80,27	77,83
Total	<b>98,42</b>	84,14	78,41	75,87	80,79	<b>87,42</b>	83,58	81,69
<b>Charges opérationnelles (\$/b)</b>								
Charges décaissées	<b>30,30</b>	42,75	31,95	35,20	31,85	<b>34,20</b>	35,10	35,15
Gaz naturel	<b>2,30</b>	3,80	2,85	2,80	1,50	<b>2,90</b>	1,60	1,90
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>2)</sup></b>	<b>32,60</b>	46,55	34,80	38,00	33,35	<b>37,10</b>	36,70	37,05
Frais de démarrage de projets	<b>0,05</b>	0,15	0,05	0,60	0,55	<b>0,05</b>	0,45	0,50
<b>Total des charges opérationnelles décaissées</b>	<b>32,65</b>	46,70	34,85	38,60	33,90	<b>37,15</b>	37,15	37,55
Amortissements et déplétion	<b>16,35</b>	20,25	15,10	15,75	14,55	<b>16,95</b>	14,60	14,90
<b>Total des charges opérationnelles<sup>3)</sup></b>	<b>49,00</b>	66,95	49,95	54,35	48,45	<b>54,10</b>	51,75	52,45
<b>Charges opérationnelles – Production de bitume in situ seulement (\$/b)</b>								
Charges décaissées	<b>11,00</b>	10,90	11,40	11,90	14,60	<b>11,10</b>	16,95	15,50
Gaz naturel	<b>4,15</b>	5,80	5,40	5,20	3,40	<b>5,05</b>	3,35	3,90
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>2)</sup></b>	<b>15,15</b>	16,70	16,80	17,10	18,00	<b>16,15</b>	20,30	19,40
Frais de démarrage de projets	<b>0,10</b>	0,30	0,10	1,00	0,70	<b>0,15</b>	(0,05)	0,25
<b>Total des charges opérationnelles décaissées</b>	<b>15,25</b>	17,00	16,90	18,10	18,70	<b>16,30</b>	20,25	19,65
Amortissements et déplétion	<b>14,45</b>	11,90	10,40	12,40	12,45	<b>12,35</b>	11,00	11,40
<b>Total des charges opérationnelles<sup>3)</sup></b>	<b>29,70</b>	28,90	27,30	30,50	31,15	<b>28,65</b>	31,25	31,05
<b>Syncrude</b>								
<b>Production (kb/j)</b>	<b>27,2</b>	32,8	31,2	35,9	37,6	<b>30,4</b>	33,9	34,4
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (\$/b)</b>	<b>113,57</b>	100,92	95,51	90,90	90,24	<b>102,91</b>	93,32	92,69
<b>Charges opérationnelles* (\$/b)</b>								
Charges décaissées	<b>48,90</b>	40,95	40,45	37,60	33,40	<b>43,20</b>	38,25	38,10
Gaz naturel	<b>1,25</b>	1,50	1,60	1,60	0,95	<b>1,45</b>	1,05	1,20
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>2)</sup></b>	<b>50,15</b>	42,45	42,05	39,20	34,35	<b>44,65</b>	39,30	39,30
Frais de démarrage de projets	<b>0,50</b>	0,50	0,25	—	—	<b>0,40</b>	—	—
<b>Total des charges opérationnelles décaissées</b>	<b>50,65</b>	42,95	42,30	39,20	34,35	<b>45,05</b>	39,30	39,30
Amortissements et déplétion	<b>19,25</b>	17,80	20,75	16,90	13,80	<b>19,25</b>	15,10	15,55
<b>Total des charges opérationnelles<sup>3)</sup></b>	<b>69,90</b>	60,75	63,05	56,10	48,15	<b>64,30</b>	54,40	54,85

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

## Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Exercice clos le
	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 sept. 2013	30 sept. 2012	31 déc. 2012
<b>Exploration et production</b>								
<b>Production totale</b> (kbep/j)	<b>171,4</b>	190,7	207,1	177,8	156,4	<b>189,8</b>	193,8	189,9
<b>Total du prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>88,74</b>	84,28	90,67	83,87	77,33	<b>87,81</b>	84,15	84,05
<b>Amérique du Nord (activités terrestres)</b>								
<b>Production</b>								
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>238</b>	251	263	264	279	<b>251</b>	298	290
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	<b>5,8</b>	6,2	7,6	5,9	5,5	<b>6,6</b>	5,5	5,6
Production totale (Mpi <sup>3</sup> ef/j)	<b>273</b>	289	309	299	312	<b>291</b>	331	323
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup>								
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>2,68</b>	3,46	3,02	2,96	2,15	<b>3,06</b>	1,94	2,17
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	<b>83,75</b>	78,61	82,77	71,43	72,91	<b>81,76</b>	78,91	76,93
<b>Côte Est du Canada</b>								
<b>Production (kb/j)</b>								
Terra Nova	<b>20,5</b>	16,8	14,2	2,2	—	<b>17,2</b>	10,9	8,8
Hibernia	<b>28,8</b>	25,7	27,8	29,1	15,7	<b>27,4</b>	25,1	26,1
White Rose	<b>13,1</b>	15,3	16,4	17,0	7,0	<b>15,0</b>	9,8	11,6
	<b>62,4</b>	57,8	58,4	48,3	22,7	<b>59,6</b>	45,8	46,5
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>116,94</b>	103,68	112,57	108,37	108,49	<b>111,23</b>	113,50	112,15
<b>Production internationale (kbep/j)</b>								
<i>Mer du Nord</i>								
Buzzard	<b>50,4</b>	57,8	55,3	35,3	41,9	<b>54,5</b>	52,2	48,0
<i>Autres – International</i>								
Libye	<b>13,1</b>	27,0	41,9	44,4	39,8	<b>27,3</b>	40,6	41,5
Syrie	—	—	—	—	—	—	—	—
	<b>63,5</b>	84,8	97,2	79,7	81,7	<b>81,8</b>	92,8	89,5
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup> (\$/bep)								
Buzzard	<b>111,00</b>	99,77	110,94	104,19	104,06	<b>107,03</b>	106,55	106,12
Autres – International***	—	104,21	110,36	108,05	107,32	<b>107,94</b>	111,64	110,65

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

**Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels** (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Exercice clos le
	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 sept. 2013	30 sept. 2012	31 déc. 2012
<b>Raffinage et commercialisation</b>								
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés</b> (milliers de m <sup>3</sup> /j)								
Carburants de transport								
Essence	19,9	15,4	19,4	19,6	20,2	18,2	19,8	19,8
Distillats	12,1	18,1	13,5	13,4	12,5	14,6	11,5	12,0
Total des ventes de carburants de transport	32,0	33,5	32,9	33,0	32,7	32,8	31,3	31,8
Produits pétrochimiques	1,8	2,4	1,8	1,8	1,7	2,0	2,1	2,0
Asphalte	4,1	2,2	1,6	2,3	3,5	2,6	2,4	2,4
Autres	4,4	5,2	5,3	5,2	4,9	4,9	5,4	5,4
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>42,3</b>	<b>43,3</b>	<b>41,6</b>	<b>42,3</b>	<b>42,8</b>	<b>42,3</b>	<b>41,2</b>	<b>41,6</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	206,9	212,1	205,7	202,3	205,0	208,2	196,1	197,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	93	96	93	91	92	94	88	89
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés</b> (milliers de m <sup>3</sup> /j)								
Carburants de transport								
Essence	22,2	20,4	20,0	20,3	21,3	20,9	20,5	20,4
Distillats	20,6	16,3	20,6	20,5	18,2	19,1	18,5	19,0
Total des ventes de carburants de transport	42,8	36,7	40,6	40,8	39,5	40,0	39,0	39,4
Asphalte	2,3	1,9	1,4	1,5	1,9	1,9	1,6	1,6
Autres	3,0	2,7	2,6	2,4	3,3	2,8	3,2	3,0
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>48,1</b>	<b>41,3</b>	<b>44,6</b>	<b>44,7</b>	<b>44,7</b>	<b>44,7</b>	<b>43,8</b>	<b>44,0</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	241,9	202,4	237,3	234,7	236,4	227,2	233,4	233,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	102	85	100	101	101	95	100	100
<b>Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)**</b>	<b>98</b>	<b>90</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>97</b>	<b>95</b>	<b>94</b>	<b>95</b>

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

**Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels** (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Exercice clos le
	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 sept. 2013	30 sept. 2012	31 déc. 2012
<b>Revenus nets</b>								
<b>Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>								
Prix moyen obtenu <sup>4)</sup>	<b>4,62</b>	5,58	4,89	4,65	3,81	<b>5,04</b>	3,76	3,97
Redevances	<b>(0,37)</b>	(0,49)	(0,58)	(0,38)	(0,28)	<b>(0,49)</b>	(0,24)	(0,27)
Frais de transport	<b>(0,34)</b>	(0,28)	(0,23)	(0,27)	(0,35)	<b>(0,28)</b>	(0,32)	(0,31)
Charges opérationnelles	<b>(1,84)</b>	(1,82)	(1,43)	(1,39)	(1,63)	<b>(1,69)</b>	(1,55)	(1,51)
Revenus opérationnels nets	<b>2,07</b>	2,99	2,65	2,61	1,55	<b>2,58</b>	1,65	1,88
<b>Côte Est du Canada (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu <sup>4)</sup>	<b>118,24</b>	105,83	114,32	110,69	112,91	<b>112,96</b>	115,80	114,46
Redevances	<b>(30,23)</b>	(23,70)	(26,61)	(27,17)	(31,16)	<b>(26,95)</b>	(35,61)	(33,40)
Frais de transport	<b>(1,30)</b>	(2,15)	(1,75)	(2,32)	(4,42)	<b>(1,73)</b>	(2,30)	(2,31)
Charges opérationnelles	<b>(9,47)</b>	(11,44)	(9,05)	(12,00)	(33,17)	<b>(9,98)</b>	(14,12)	(13,57)
Revenus opérationnels nets	<b>77,25</b>	68,54	76,91	69,20	44,16	<b>74,31</b>	63,77	65,18
<b>Mer du Nord – Buzzard (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu <sup>4)</sup>	<b>113,30</b>	102,17	113,33	106,62	106,35	<b>109,40</b>	108,87	108,46
Frais de transport	<b>(2,30)</b>	(2,40)	(2,39)	(2,43)	(2,29)	<b>(2,37)</b>	(2,32)	(2,34)
Charges opérationnelles	<b>(7,64)</b>	(6,29)	(5,80)	(10,71)	(8,24)	<b>(6,31)</b>	(5,29)	(6,38)
Revenus opérationnels nets	<b>103,36</b>	93,48	105,14	93,48	95,82	<b>100,72</b>	101,26	99,74
<b>Autres – International (\$/bep)<sup>***</sup></b>								
Prix moyen obtenu <sup>4)</sup>	—	104,62	110,69	108,34	107,67	<b>108,30</b>	112,00	110,99
Redevances	—	(79,56)	(41,81)	(81,09)	(61,02)	<b>(56,70)</b>	(61,75)	(66,93)
Frais de transport	—	(0,41)	(0,33)	(0,29)	(0,35)	<b>(0,36)</b>	(0,36)	(0,34)
Charges opérationnelles	—	(3,47)	(3,34)	(1,97)	(1,13)	<b>(3,39)</b>	(1,93)	(1,94)
Revenus opérationnels nets	—	21,18	65,21	24,99	45,17	<b>47,85</b>	47,96	41,78

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



## Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels (suite)

### Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières mentionnées dans le Sommaire trimestriel de la production et 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 à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

### Définitions

- |                                       |   |  |
|---------------------------------------|---|--|
| 1) Prix de vente moyen                | — | Calculé 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 coûts non liés à la production) et des produits opérationnels liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération |
| 3) Charges opérationnelles totales    | — | Comprennent les charges opérationnelles décaissées telles qu'elles sont définies ci-dessus, les charges décaissées pour le démarrage de projets et les charges opérationnelles hors trésorerie   |
| 4) Prix moyen obtenu                  | — | Calculé avant les frais de transport et les redevances   |

### Notes explicatives

- \* Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- \*\* En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton a été augmentée à 140 kb/j. Les taux d'utilisation servant à la comparaison n'ont pas été recalculés.
- \*\*\* Au cours du troisième trimestre de 2013, aucune vente n'a été enregistrée en Libye, car aucun chargement n'a été réalisé au cours de la période en raison de l'agitation politique et des conflits de travail qui en découlent.

### Abréviations

kb/j	—	milliers de barils par jour
kpi <sup>3</sup>	—	milliers de pieds cubes
kpi <sup>3</sup> e	—	milliers de pieds cubes équivalent
Mpi <sup>3</sup> /j	—	millions de pieds cubes par jour
Mpi <sup>3</sup> e/j	—	millions de pieds cubes équivalent par jour
bep	—	barils équivalent pétrole
bep/j	—	barils équivalent pétrole par jour
kbep/j	—	milliers de barils équivalent pétrole par jour
m <sup>3</sup> /j	—	mètres cubes par jour

### Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1m<sup>3</sup> (mètre cube) = environ 6,29 barils



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

[suncor.com](http://suncor.com)