



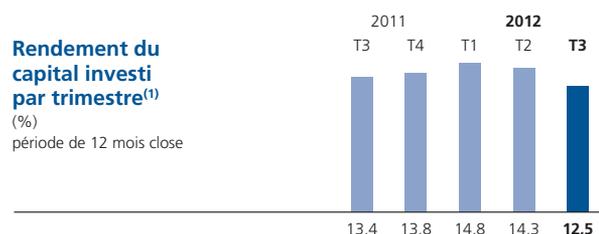
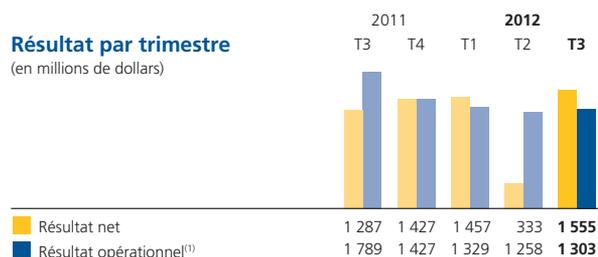
## TROISIÈME TRIMESTRE 2012

Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 septembre 2012

# 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 31 octobre 2012. Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

- Résultat opérationnel<sup>(1)</sup> de 1,303 G\$ (0,85 \$ par action ordinaire) et résultat net de 1,555 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>(1)</sup> record de 2,740 G\$ (1,78 \$ par action ordinaire) malgré la maintenance planifiée des actifs du secteur Sables pétrolifères et les actifs extracôtiers.
- Production moyenne record de 378 900 barils par jour (b/j) pour le secteur Sables pétrolifères. Production moyenne totale de 535 300 barils équivalent pétrole par jour (bep/j).
- Charges opérationnelles décaissées<sup>(1)</sup> du secteur Sables pétrolifères de 33,35 \$ par baril (à l'exclusion de Syncrude).
- Progrès importants à Firebag, marqués surtout par l'atteinte de la capacité prévue des installations de traitement centralisé de la troisième phase et le début prochain de la production pétrolière provenant de la quatrième phase, attendu avant la date prévue et moyennant des coûts moins élevés que prévu.
- Réduction de 850 M\$ des dépenses en immobilisations prévues pour 2012 les ramenant à 6,650 G\$.



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

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat opérationnel de 1,303 G\$ (0,85 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 1,789 G\$ (1,14 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2011. La baisse du résultat opérationnel par rapport au troisième trimestre de 2011 est principalement attribuable à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, à la diminution des volumes de production tirée des actifs extracôtiers où ont lieu des travaux de maintenance planifiés et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,740 G\$ (1,78 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2012, contre 2,721 G\$ (1,73 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2011.

Le résultat net s'est établi à 1,555 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 1,287 G\$ (0,82 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2011. La hausse du résultat net par rapport au troisième trimestre de 2011 est essentiellement attribuable à l'incidence des fluctuations des taux de change sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, en partie compensée par les mêmes facteurs que ceux qui ont causé la baisse du résultat opérationnel. Le rendement du capital investi (à l'exclusion des projets d'envergure en cours) a atteint 12,5 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2012, contre 13,4 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2011.

« Nous avons franchi d'importantes étapes sur le plan opérationnel au troisième trimestre. Nous avons obtenu une nouvelle production record pour le secteur Sables pétrolifères, avons ramené les charges opérationnelles décaissées à moins de 35 \$/b et avons atteint la pleine capacité prévue des installations de la troisième phase de Firebag », a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction de Suncor. « Nos équipes du secteur Sables pétrolifères ont une fois de plus obtenu d'excellents résultats malgré une période très intense de maintenance planifiée. »

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) se sont chiffrés en moyenne à 341 300 b/j au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 326 600 b/j au troisième trimestre de 2011. Cette hausse s'explique essentiellement par l'accroissement de la production du complexe Firebag, en partie contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés dont la majeure partie était achevée à la fin de septembre.

À Firebag, la production moyenne de bitume a augmenté pour atteindre 113 000 b/j au troisième trimestre de 2012, contre 95 800 b/j au deuxième trimestre de 2012 et 54 800 b/j au troisième trimestre de 2011. Les installations de traitement centralisé de la troisième phase ont atteint leur pleine capacité prévue au cours du troisième trimestre et, à la clôture du trimestre, les taux de production étaient d'environ 120 000 b/j. La troisième phase est entrée en production de pétrole en août 2011 et, grâce à la mise en œuvre de la technologie de puits intercalaire, l'accroissement de la production a dépassé les attentes.

Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) ont diminué pour s'établir à 33,35 \$ par baril au troisième trimestre de 2012, contre 35,75 \$ par baril au troisième trimestre de 2011, ce qui rend compte d'une diminution des charges opérationnelles décaissées et de l'augmentation des volumes de production. L'accroissement de la production du complexe Firebag, la fiabilité accrue des actifs miniers et des installations d'extraction et de valorisation, la diminution des prix du gaz naturel et l'importance que n'a cessé d'accorder la Société à la gestion des coûts ont permis à Suncor de dépasser son objectif consistant à ramener les charges opérationnelles décaissées à moins de 35 \$/b, et ce, plus vite que prévu.

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude représente un volume de production moyen de 37 600 b/j pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 35 900 b/j pour le troisième trimestre de 2011.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 156 400 bep/j au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 183 500 bep/j pour le troisième trimestre de 2011. Ce recul est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance planifiés pour tous les actifs du secteur Côte Est du Canada et à l'arrêt continu des activités de la Société en

Syrie en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la reprise des activités en Libye.

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a affiché des ventes de produits raffinés totalisant en moyenne 87 500 mètres cubes par jour (m<sup>3</sup>/j) pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 86 700 m<sup>3</sup>/j pour le troisième trimestre de 2011. Les raffineries de la Société situées dans l'ouest de l'Amérique du Nord ont fonctionné à plein rendement pour un deuxième trimestre consécutif. La diminution des charges d'alimentation des raffineries terrestres de pétrole brut synthétique de Suncor a contribué au résultat record pour le secteur et a renforcé la valeur du modèle d'affaires intégré de la Société.

« Les résultats record tirés de notre secteur Raffinage et de commercialisation continuent de témoigner de la solidité de notre modèle d'affaires intégré et de l'importance que nous accordons à créer de la valeur pour les investisseurs grâce à une grande fiabilité et à un excellent rendement du point de vue opérationnel », ajoute M. Williams.

### **Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles**

Du côté des activités *in situ*, les installations de traitement centralisé de la quatrième phase de Firebag ont été mises en service au troisième trimestre et de la vapeur est actuellement injectée dans les nouveaux puits. Ces installations devraient entrer en production au quatrième trimestre de 2012, soit environ trois mois plus tôt que prévu, et le projet devrait coûter environ 10 % de moins que l'estimation budgétaire actuelle de 2,0 G\$. La production totale du complexe Firebag devrait s'élever à environ 180 000 b/j une fois que les installations de traitement centralisé de la quatrième phase auront atteint leur pleine capacité. Le degré élevé d'intégration des quatre différentes phases de Firebag assure une souplesse opérationnelle permettant d'optimiser la production, la maintenance, la fiabilité et les coûts.

Dans le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères, Suncor a entrepris des examens détaillés de chacun de ses projets de croissance planifiés, en accordant une attention particulière aux coûts et à la qualité en vue de maximiser la valeur à long terme pour les actionnaires. La Société mène ces examens en étroite collaboration avec ses partenaires de coentreprise, et le processus va bon train. De plus, vu l'importance accordée au maintien d'une gestion rigoureuse des capitaux et des coûts, les frais engagés préalablement à l'autorisation des dépenses liées aux projets font l'objet d'un étroit suivi. Si les décisions quant à l'autorisation des dépenses liées à ces projets étaient initialement attendues vers le milieu de 2013, on s'attend à ce que les examens entrepris viennent modifier cet échéancier. La Société n'a toutefois pas encore ciblé de nouvelles dates pour l'arrêt des décisions relatives aux projets, mais elle compte les annoncer dès qu'elles seront connues. Les décisions relatives à ces projets demeurent soumises à l'approbation du conseil d'administration de Suncor et des propriétaires respectifs de chacun des projets.

Les plus récentes prévisions de la Société en ce qui a trait à la quatrième phase de Firebag ainsi que le rythme de ses dépenses liées aux projets du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères sont deux facteurs déterminants qui l'ont amenée à ramener de 7,5 G\$ à 6,650 G\$ le montant prévu de ses dépenses en immobilisations pour 2012.

« Au début de l'exercice, nous nous sommes engagés à faire de la mesure des coûts et de la qualité notre priorité pendant la mise en œuvre de nos projets de croissance », déclare M. Williams. « Nous atteignons cet objectif en optimisant les dépenses en immobilisations et en adoptant une approche rigoureuse en ce qui a trait aux frais engagés avant l'autorisation des dépenses liées aux projets de croissance dont nous sommes l'exploitant. »

Au cours du troisième trimestre, le projet Millennium Naphtha Unit (MNU) a été mis en service et a fonctionné à plein régime afin de permettre les travaux de maintenance planifiés visant les unités de valorisation secondaires de l'usine de valorisation 2. La Société prévoit que le projet MNU augmentera la capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'environ 10 %, principalement grâce à la nouvelle unité d'hydrotraitement de naphta, et de stabiliser les processus de valorisation secondaire en donnant plus de souplesse pendant les travaux de maintenance planifiés ou non planifiés.

Dans le secteur Côte Est du Canada, des activités de maintenance planifiée ont été réalisées sur chaque actif extracôtier, notamment les programmes de maintenance hors station de White Rose et de Terra Nova. Les travaux de maintenance planifiés ont commencé en août à Hibernia et se sont terminés en septembre. Le navire de production, de stockage et de déchargement (« navire PSD ») de White Rose est retourné en mer en juillet et a repris la production en août. Le navire PDS de Terra nova est retourné en mer en octobre et devrait reprendre la production à la fin novembre, après l'achèvement des travaux sous-marins. Pour le troisième trimestre de 2012, la production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 22 700 b/j et a subi les répercussions d'un accroissement de la production plus lent que prévu par suite des travaux de maintenance planifiés.

Du côté du secteur International, la production de Buzzard est demeurée fiable même avant les travaux de maintenance planifiée en septembre et en octobre. Tous les travaux de maintenance planifiés majeurs ont été achevés en octobre et l'exploitant travaille actuellement en vue de reprendre la production. La production de Buzzard s'est chiffrée en moyenne à 41 900 bep/j au troisième trimestre de 2012. En Libye, Suncor travaille actuellement en vue de reprendre des forages d'exploration au premier trimestre de 2013. La production libyenne s'est établie en moyenne à 39 800 b/j au troisième trimestre de 2012.

Suncor a continué à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachats d'actions. La Société a mené à bien son programme initial de rachat d'actions ordinaires de 1,5 G\$ au cours du trimestre, et, en septembre, elle a annoncé un nouveau programme lui permettant de procéder à des rachats d'actions d'au plus 1 G\$. Au 26 octobre 2012, la Société avait redistribué, depuis le début de 2012, 1,725 G\$ aux actionnaires dans le cadre de rachats d'actions d'une valeur de 1,164 G\$ et de versements de dividendes de 561 M\$. La Société a augmenté son dividende trimestriel de 18 %, le faisant passer de 0,11 \$ à 0,13 \$ par action au premier trimestre de 2012.

## Prévisions de la Société

Suncor a révisé les prévisions qu'elle avait publiées le 24 juillet 2012. Les principaux changements apportés aux prévisions de production de la Société comprennent ce qui suit :

- un rétrécissement de la fourchette dans les prévisions de production du secteur Sables pétrolifères, qui reflète essentiellement le rendement des neuf premiers mois de 2012. La révision à la baisse des prévisions de production pour le secteur Côte Est du Canada reflète un accroissement de la production plus lent que prévu par suite des travaux de maintenance planifiés ainsi que la production des neuf premiers mois de 2012. L'augmentation de la production prévue pour le secteur International reflète la stabilité accrue des activités sur le terrain en Libye;
- un rétrécissement des fourchettes des prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères, principalement attribuable aux résultats des neuf premiers mois de 2012;
- l'amélioration des prévisions concernant les charges opérationnelles décaissées par baril pour le secteur Sables pétrolifères découle principalement des facteurs qui ont entraîné la baisse des charges opérationnelles décaissées au

cours des neuf premiers mois de 2012 et dont l'incidence devrait continuer de se faire sentir au quatrième trimestre de 2012.

	Prévisions pour l'exercice complet établies au 24 juillet 2012	Prévisions pour l'exercice complet modifiées au 31 octobre 2012	Résultats réels pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012
<b>Production totale de Suncor</b> (bep/j)	540 000 – 580 000	<b>540 000 – 580 000</b>	535 300
<b>Sables pétrolifères<sup>(1)</sup></b>			
Production (b/j)	325 000 – 345 000	<b>325 000 – 340 000</b>	318 800
Prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut	WTI à Cushing moins 13,00 \$ CA à 18,00 \$ CA le baril	<b>WTI à Cushing moins 13,00 \$ CA à 16,00 \$ CA le baril</b>	WTI à Cushing moins 12,81 \$ CA le baril
Charges opérationnelles décaissées <sup>(2)</sup>	37,00 \$ à 40,00 \$ par baril	<b>35,50 \$ à 37,50 \$ par baril</b>	36,70 \$ par baril
<b>Syncrude</b>			
Production (b/j)	36 000 – 38 000	<b>35 000 – 36 000</b>	33 900
<b>Côte Est du Canada</b>			
Production (b/j)	50 000 – 55 000	<b>45 000 – 50 000</b>	45 800
<b>International</b>			
Production (bep/j)	77 000 – 85 000	<b>85 000 – 90 000</b>	92 800
<b>Raffinage et commercialisation</b>			
Ventes de produits raffinés (m <sup>3</sup> /j)	79 000 – 87 000	<b>82 000 – 87 000</b>	85 000
Essence	47 %	<b>47 %</b>	47 %
Distillat	38 %	<b>36 %</b>	35 %
Autres	15 %	<b>17 %</b>	18 %

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

(2) Le montant des charges opérationnelles décaissées est calculé selon les hypothèses suivantes : i) volumes de production et composition des ventes comme ils sont présentés dans les prévisions pour l'exercice complet modifiées de Suncor en date du 31 octobre 2012 et ii) prix moyen du gaz naturel de 2,40 \$ le gigajoule établi par l'AECCO. Les charges opérationnelles décaissées par baril sont une mesure financière hors PCGR. Pour obtenir de plus amples renseignements concernant les charges opérationnelles décaissées par baril, se reporter au rapprochement des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères présenté à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » et à la rubrique « Mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Suncor a aussi réduit ses prévisions de dépenses en immobilisations d'un montant de 850 M\$. Cette révision à la baisse des dépenses en immobilisations prévues découle de ce qui suit :

- la gestion rigoureuse des capitaux et l'optimisation de l'étendue des travaux pour les projets de croissance du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères avant la prise des décisions concernant l'approbation des dépenses liées à ces projets;
- le report des dépenses de maintien liées aux projets de base de Syncrude dont Suncor n'est pas l'exploitant et des dépenses liées aux projets de croissance dont Suncor n'est pas l'exploitant et qui en sont à un stade peu avancé de développement, notamment Hebron et Golden Eagle;
- la décision de la direction d'utiliser une moins grande part de l'enveloppe budgétaire discrétionnaire et de fixer des cibles plus audacieuses en ce qui a trait aux rendements économiques dégagés par les plus petits projets de croissance et projets de base du secteur Sables pétrolifères.
- la gestion des coûts durant la mise en œuvre des projets, y compris la quatrième phase de Firebag.

Suncor a augmenté d'environ 400 M\$ le montant prévu des dépenses en immobilisations de croissance du secteur Sables pétrolifères – Activités de base afin de tenir compte du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge. La Société avait initialement prévu inclure l'engagement au titre de ce pipeline dans son programme d'investissement de 2013, mais le début des travaux a été devancé à 2012 pour tenir compte de l'important accroissement de la production provenant du complexe Firebag.

Dépenses en immobilisations <sup>(1),(2)</sup>	Prévisions pour l'exercice complet établies au 24 juillet 2012			Prévisions pour l'exercice complet modifiées au 31 octobre 2012		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
(en millions de dollars)						
Sables pétrolifères	2 885	2 200	<b>5 085</b>	2 405	2 205	<b>4 610</b>
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	1 555	225	<b>1 780</b>	1 385	670	<b>2 055</b>
<i>In Situ</i>	860	970	<b>1 830</b>	650	905	<b>1 555</b>
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	470	1 005	<b>1 475</b>	370	630	<b>1 000</b>
Exploration et production	255	1 145	<b>1 400</b>	200	1 050	<b>1 250</b>
Raffinage et commercialisation	590	10	<b>600</b>	640	10	<b>650</b>
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	140	275	<b>415</b>	115	25	<b>140</b>
	3 870	3 630	<b>7 500</b>	3 360	3 290	<b>6 650</b>

(1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts de 530 M\$ à 570 M\$ incorporés au coût de l'actif.

(2) Pour obtenir une définition des dépenses de croissance et de maintien, se reporter à la rubrique « Mise à jour des dépenses en immobilisations » du rapport de gestion. Les dépenses de maintien se rapportant au secteur Sables pétrolifères – Activités de base comprennent un montant de 512 M\$ lié à la gestion des résidus et à d'autres actifs relatifs à la remise en état. Les dépenses de croissance se rapportant au secteur Sables pétrolifères – Activités de base comprennent un engagement à long terme de 400 M\$ concernant le pipeline de Wood Buffalo. Les dépenses de maintien du secteur Exploration et production comprennent un montant de 150 M\$ lié à des travaux de maintenance hors station planifiés.

Des hypothèses prévisionnelles et d'autres informations ont aussi été modifiées. Pour plus de détails concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2012, se reporter au site Web de la Société, à [www.suncor.com/guidance-fr](http://www.suncor.com/guidance-fr).

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net déjà présenté	<b>1 555</b>	1 287	<b>3 345</b>	2 877
(Profit) perte de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(252)</b>	533	<b>(237)</b>	317
Pertes de valeur <sup>(2)</sup>	—	—	<b>694</b>	514
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>(3)</sup>	—	—	<b>88</b>	442
(Profit) perte à la cession d'actifs importants <sup>(4)</sup>	—	(31)	—	97
Résultat opérationnel	<b>1 303</b>	1 789	<b>3 890</b>	4 247

(1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

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

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

(4) Pour le troisième trimestre de 2011, les ajustements reflètent la cession d'actifs non essentiels dans le secteur Exploration et production. Pour les neuf premiers mois de 2011, les ajustements comprennent aussi la cession partielle des participations dans le projet d'usine de valorisation Voyageur et dans le projet d'exploitation minière Fort Hills.

## Mises en garde, hypothèses et facteurs de risque

Les rubriques « Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles » et « Prévisions de la Société » présentées précédemment renferment de l'information de nature prospective qui fait intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés ci-après. Voir également la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion pour des informations complémentaires sur les autres risques et hypothèses sous-jacents aux présents énoncés prospectifs.

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

- L'approvisionnement en bitume. 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, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs *in situ*.
- Accessibilité de l'infrastructure. Un certain nombre de nouveaux projets d'infrastructure d'entreposage et de distribution sont en cours en vue de soutenir la croissance des activités du secteur Sables pétrolifères. Le moment de l'achèvement et de l'intégration de ces projets aux activités existantes pourrait influencer sur le rythme de l'accroissement de la production à Firebag.
- Le rendement des installations nouvellement mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage de nouveaux équipements sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés. Les taux de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères sont tributaires de la réussite de l'exploitation du projet MNU.
- Les travaux de maintenance non planifiés. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires – mines, installations d'extraction, usines de valorisation, raffineries, pipelines ou plateformes extracôtières.
- Les travaux de maintenance planifiés. La production prévue, y compris les taux de pétrole brut synthétique, pourrait ne pas être atteinte si les travaux de maintenance planifiés sont touchés par des imprévus ou ne sont pas exécutés avec efficacité.
- Le prix des marchandises. Une baisse du prix des marchandises pourrait nous forcer à revoir à la baisse nos prévisions de production ou nos projets de dépenses en immobilisations.
- Les activités menées à l'étranger. Les activités que Suncor exerce à l'étranger ainsi que les actifs utilisés pour les besoins de ces activités sont exposés à plusieurs risques d'ordre politique, économique et socioéconomique.

## RAPPORT DE GESTION

Le 31 octobre 2012

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 ainsi qu'à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et à son rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (le « rapport de gestion annuel 2011 »).

Les documents additionnels déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 1<sup>er</sup> mars 2012 (la « notice annuelle de 2011 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à [www.sedar.com](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., 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	8
2. Faits saillants du troisième trimestre	10
3. Aperçu de Suncor	12
4. Information financière consolidée	15
5. Résultats sectoriels et analyse	21
6. Mise à jour des dépenses en immobilisations	39
7. Situation financière et situation de trésorerie	41
8. Données financières trimestrielles	46
9. Autres éléments	48
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	50
11. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	54

## 1. MISES EN GARDE

### Mode de présentation

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

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

### **Mesures financières hors PCGR**

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

Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elles ne doivent toutefois pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR.

### **Abréviations courantes**

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

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	barils	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour	C.-B.	Colombie-Britannique
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	£	Livres sterling
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	€	Euros
kpi <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Secteurs financier et des affaires</u>	
Kpi <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	CUM	Période de neuf mois close le 30 septembre
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	WTI	West Texas Intermediate
Mpi <sup>3</sup> e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	WCS	Western Canada Select
Mpi <sup>3</sup> e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour	NYMEX	New York Mercantile Exchange
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, mais sans s'y limiter, la volatilité des prix des marchandises et les fluctuations des taux de change; la réglementation gouvernementale, notamment les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt sur le résultat; la réglementation environnementale, y compris les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites; les risques liés aux activités dans des pays étrangers, notamment les risques géopolitiques et autres risques politiques; les dangers d'ordre opérationnel et autres incertitudes, y compris les conditions météorologiques exceptionnelles, les incendies, les explosions et les déversements de pétrole; les risques liés à la réalisation de projets d'envergure; le risque d'atteinte à la réputation; les risques liés à l'obtention de permis, à la main-d'œuvre et à l'équipement; ainsi que les autres facteurs précisés à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Une analyse détaillée des facteurs de risque touchant la Société est présentée à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2011 de Suncor, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes.

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor. Les utilisateurs de ces énoncés sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

### **Conversions des mesures**

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en Kpi<sup>3</sup>e ou en Mpi<sup>3</sup>e de gaz naturel, 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 au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, un ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

## **2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE**

### **• Résultats financiers du troisième trimestre**

- Le résultat net consolidé s'est établi à 1,555 G\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 1,287 G\$ pour le troisième trimestre de 2011. L'augmentation du résultat net du troisième trimestre de 2012 est essentiellement attribuable à l'incidence de la fluctuation des taux de change à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, en partie compensé par les facteurs ayant causé la diminution du résultat opérationnel.
- Le résultat opérationnel<sup>(1)</sup> s'est établi à 1,303 G\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 1,789 G\$ pour le troisième trimestre de 2011. Cette baisse du résultat opérationnel est principalement attribuable à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, à la diminution des volumes de production provenant des actifs extracôtiers à l'égard desquels sont menés des travaux de maintenance planifiés ainsi qu'à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation.
- Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>(1)</sup> se sont chiffrés à 2,740 G\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 2,721 G\$ pour le troisième trimestre de 2011.

- Le RCI<sup>(1)</sup> (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 12,5 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2012, en baisse comparativement à celui de 13,4 % dégagé pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2011.
- La dette nette s'établissait à 5,025 G\$ au 30 septembre 2012, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011.
- **Allègement des répercussions de la baisse des prix du pétrole brut provenant de l'Ouest canadien grâce à l'intégration.** L'intégration de la production du secteur Sables pétrolifères avec les actifs du secteur Raffinage et commercialisation a préparé le terrain pour des flux de trésorerie records provenant des activités opérationnelles, et ce, pour un trimestre marqué par le creusement de l'écart de prix entre le pétrole brut synthétique et le WTI qui a contribué à amoindrir le coût des charges d'alimentation en brut des raffineries terrestres de Suncor.
- **Atteinte de la capacité prévue des installations de traitement centralisé liées à la troisième phase d'agrandissement de Firebag.** La production de bitume provenant du projet Firebag s'est établie en moyenne à 113 000 b/j pour le troisième trimestre de 2012, contre 95 800 b/j pour le deuxième trimestre de 2012 et 54 800 b/j pour le troisième trimestre de 2011. Le taux de production à la fin du troisième trimestre de 2012 s'est établi à environ 120 000 b/j. Les installations de traitement centralisé de la troisième phase ont traité les premiers volumes de pétrole en août de l'an dernier et, grâce à l'utilisation de la technologie de forage intercalaire, le rythme d'accroissement de la production a surpassé les attentes.
- **Entrée en service de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag à un coût inférieur au budget prévu.** La Société a mis en service les installations de traitement centralisé de la quatrième phase de Firebag au cours du troisième trimestre, et l'injection de vapeur a commencé dans les nouveaux puits. Les premiers barils de pétrole provenant de la quatrième phase devaient être produits d'ici la fin du quatrième trimestre de 2012, soit environ trois mois plus tôt que ce qui était prévu initialement. Alors que le projet tire à sa fin, Suncor estime que le coût de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag devrait être inférieur d'environ 10 % aux prévisions budgétaires actuelles de 2,0 G\$.
- **Augmentation de la capacité de production du complexe intégré de Firebag la portant à 180 000 b/j de bitume.** La production totale prévue du complexe de Firebag devrait s'établir à environ 180 000 b/j une fois que les installations de traitement centralisé liées à la quatrième phase auront atteint leur pleine capacité. Grâce au degré élevé d'intégration des quatre phases de Firebag, la Société jouit d'une souplesse opérationnelle qui lui permet d'optimiser la production, la maintenance, la fiabilité et les coûts.
- **Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères s'établissant en moyenne à 33,35 \$ par baril pour le trimestre.** Grâce à l'accroissement de la production au complexe de Firebag, à la solide fiabilité dont fait preuve le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, à la baisse des prix du gaz naturel et à l'accent rigoureux mis par la Société sur la gestion des coûts, Suncor a surpassé plus tôt que prévu son objectif de réduction des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, qui était de moins de 35 \$ par baril.
- **Soutien des activités de valorisation par le projet MNU pendant les travaux de maintenance planifiés.** Le projet Millennium Naphta Unit (MNU) est entré en service au troisième trimestre et a fonctionné à sa pleine capacité nominale pendant les travaux de maintenance planifiés menés aux unités de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 2. La Société estime que le projet MNU permettra d'accroître la capacité de production du pétrole brut synthétique peu sulfureux d'environ 10 %, principalement grâce à l'unité d'hydrotraitement de naphta, et de stabiliser la capacité de valorisation secondaire en offrant une plus grande souplesse opérationnelle pendant les travaux de maintenance planifiés et non planifiés.
- **Annnonce du projet d'extension de Mildred Lake.** Les propriétaires de Syncrude ont fait l'annonce d'un projet visant à prolonger la durée de vie de la mine Mildred Lake d'environ 10 ans en mettant en valeur deux zones d'exploitation minière adjacentes à la mine actuelle tout en continuant d'utiliser les installations d'exploitation et d'extraction existantes. Syncrude entend déposer les demandes d'autorisation réglementaire en 2014. Suncor détient une participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude.

(1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères 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.

- **Travaux de maintenance planifiés touchant les actifs extracôtiers.** Les travaux de maintenance planifiés à White Rose et à Hibernia ont été menés à bien au troisième trimestre de 2012, tandis que les travaux de maintenance planifiés à Buzzard ont démarré en septembre et pris fin en octobre. Le navire de production, de stockage et de déchargement (« navires PSD ») de Terra Nova a regagné les champs pétrolifères au début d'octobre, à l'issue du programme de maintenance à quai. La production devrait reprendre à la fin novembre une fois les travaux sous-marins terminés. La production du secteur Côte Est du Canada pour le troisième trimestre de 2012 a subi les répercussions d'un accroissement de la production plus lent que prévu par suite des travaux de maintenance planifiés.
- **Solide rendement des raffineries de Suncor.** La Société a connu un autre trimestre soutenu par l'excellente fiabilité de ses actifs de raffinage, dont le taux d'utilisation s'est établi en moyenne à 97 %, notamment grâce à la cadence de production record d'environ 460 000 b/j enregistrée en août.
- **Dépenses en immobilisations de Suncor qui devraient être moins élevées que les prévisions budgétaires de 7,5 G\$.** Les dépenses en immobilisations pour 2012 ont été moins élevées que prévu initialement, en raison surtout de l'approche discipline de la Société en matière de dépenses avant approbation relativement à ses projets de croissance en exploitation, du report de dépenses concernant des projets majeurs de croissance et de maintien non exploités, de la gestion des coûts dans le cadre de l'exécution de projet (y compris la quatrième phase d'agrandissement de Firebag), et de l'accent mis sur les projets du secteur Sables pétrolifères qui permettent d'optimiser le rendement financier.
- **Annonce du nouveau programme de rachat d'actions de Suncor.** Au cours du trimestre, Suncor a mené à bien son programme de rachat d'actions initial d'une valeur de 1,5 G\$ qui avait été annoncé en septembre 2011 puis modifié en février 2012. La Société a également annoncé le lancement d'un nouveau programme de rachat d'actions qui prévoit le rachat d'une tranche additionnelle de ses actions ordinaires pouvant aller jusqu'à 1 G\$. Ce programme a débuté le 20 septembre 2012.

### 3. APERÇU DE SUNCOR

Suncor Énergie Inc. est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. La Société a classé ses activités dans les secteurs suivants.

#### SABLES PÉTROLIFÈRES

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui comportent des actifs situés dans le nord-est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ*, puis à valoriser la majeure partie du bitume ainsi produit en le transformant en charges d'alimentation de raffineries, en combustible diesel et en sous-produits. Le secteur Sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Les activités du secteur **Sables pétrolifères** comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités *in situ* que Suncor détient et exploite dans la région riche en sables pétrolifères d'Athabasca. Les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent les suivantes :
- Le secteur **Sables pétrolifères – Activités de base** comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs – notamment les installations liées aux services publics, à l'énergie et à la remise en état, y compris les actifs 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 majeure partie de la production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base; toutefois, le plan de commercialisation de la Société prévoit la vente de bitume lorsque les conditions de commercialisation s'y prêtent ou que le contexte opérationnel des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base le requiert.
- Les actifs du secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprennent la participation de la Société dans des projets de croissance d'envergure, dont deux projets pour lesquels Suncor agit à titre d'exploitant, à savoir le projet d'exploitation minière Fort Hills (40,8 %) et le projet de l'usine de valorisation Voyageur (51,0 %), et un projet pour lequel Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») agit à titre d'exploitant, à savoir le projet d'exploitation minière Joslyn North (36,75 %). Ce secteur comprend également la participation de 12,0 % de la Société dans la coentreprise Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères.

## EXPLORATION ET PRODUCTION

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

- Au **large de la côte Est du Canada**, les activités comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova, à titre d'exploitant. Suncor détient également une participation de 20,0 % dans le projet de base Hibernia, une participation de 19,5 % dans l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia (« Hibernia sud »), une participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose, une participation de 26,125 % dans les projets d'extension à White Rose et une participation de 22,729 % dans Hebron, projets qui sont tous exploités par d'autres sociétés.
- À l'**international**, les activités comprennent la participation directe de 29,89 % de Suncor dans Buzzard et une participation de 26,69 % dans la mise en valeur de la zone Golden Eagle (« Golden Eagle ») dans la portion britannique de la mer du Nord, projets qui sont tous deux exploités par une autre société. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres licences d'exploitation au large du Royaume-Uni et de la Norvège. En Libye, la Société détient, en vertu de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), une participation directe dans la prospection et la mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. En Syrie, elle détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla mené dans les régions d'Ash Shaer et de Cherrife.

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

- Le secteur **Amérique du Nord (activités terrestres)** comprend les diverses participations de Suncor dans plusieurs actifs situés dans l'Ouest canadien qui produisent principalement du gaz naturel et du pétrole brut classique.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend deux activités clés :

- Les **activités de raffinage et d'approvisionnement** comprennent le raffinage du pétrole brut, qui est transformé en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Dans l'est de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario), ainsi que l'exploitation d'une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario), qui fabrique, mélange et commercialise des produits vendus à l'échelle mondiale. Dans l'ouest de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado). Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement comprennent des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.

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

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

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

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

## 4. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	<b>535</b>	837	<b>1 498</b>	1 813
Exploration et production	<b>88</b>	420	<b>(10)</b>	22
Raffinage et commercialisation	<b>708</b>	479	<b>1 681</b>	1 419
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>224</b>	(449)	<b>176</b>	(377)
<b>Total</b>	<b>1 555</b>	1 287	<b>3 345</b>	2 877
<b>Résultat opérationnel<sup>(1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>535</b>	837	<b>1 568</b>	1 902
Exploration et production	<b>88</b>	389	<b>707</b>	986
Raffinage et commercialisation	<b>708</b>	479	<b>1 696</b>	1 419
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>(28)</b>	84	<b>(81)</b>	(60)
<b>Total</b>	<b>1 303</b>	1 789	<b>3 890</b>	4 247
<b>Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles<sup>(1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>1 256</b>	1 285	<b>3 317</b>	3 155
Exploration et production	<b>365</b>	801	<b>1 698</b>	2 066
Raffinage et commercialisation	<b>1 060</b>	611	<b>2 509</b>	2 040
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>59</b>	24	<b>(14)</b>	(165)
<b>Total</b>	<b>2 740</b>	2 721	<b>7 510</b>	7 096

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

### Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
<b>Volumes de production par secteur</b>				
Sables pétrolifères (kb/j)	<b>378,9</b>	362,5	<b>352,7</b>	333,5
Exploration et production (kbep/j)	<b>156,4</b>	183,5	<b>193,8</b>	202,4
<b>Total (kbep/j)</b>	<b>535,3</b>	546,0	<b>546,5</b>	535,9
<b>Composition de la production</b>				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	<b>91/9</b>	87/13	<b>91/9</b>	86/14
<b>Prix moyens obtenus par secteur</b>				
Sables pétrolifères (\$/b)	<b>81,72</b>	86,39	<b>84,50</b>	87,30
Exploration et production (\$/bep)	<b>77,33</b>	80,50	<b>84,15</b>	78,86

## **Résultat net**

Le résultat net de Suncor pour le troisième trimestre de 2012 s'est établi à 1,555 G\$, contre 1,287 G\$ pour le troisième trimestre de 2011. Cette hausse du résultat net est principalement attribuable au profit latent comptabilisé à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, partiellement contrebalancé par les facteurs qui ont entraîné la baisse du résultat opérationnel et qui sont décrits plus loin dans la présente rubrique. Le résultat net de Suncor pour les neuf premiers mois de 2012 s'est chiffré à 3,345 G\$, en comparaison de 2,877 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. D'autres facteurs ont contribué à la variation du résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2012 par rapport à celui inscrit pour les neuf premiers mois de 2011, notamment ceux décrits ci-après.

- La Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 252 M\$ pour le troisième trimestre de 2012 et de 237 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012. En comparaison, elle avait comptabilisé une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 533 M\$ pour le troisième trimestre de 2011 et de 317 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011.
- Au deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur et des sorties après impôt de 694 M\$ à l'égard d'actifs liés à ses activités en Syrie, qui ont été interrompues en décembre 2011 en raison de l'agitation politique dans ce pays et des sanctions imposées à celui-ci. Au deuxième trimestre de 2011, la Société avait comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 514 M\$ liées à ses actifs en Libye, en raison de l'agitation politique qu'avait connue le pays en 2011 et des sanctions internationales qui en avaient découlé, par suite desquelles Suncor avait dû interrompre la production à tous ses emplacements de puits en Libye durant la majeure partie de 2011.
- Depuis l'adoption du budget de la province d'Ontario le 20 juin 2012, le taux général d'imposition des sociétés a été gelé à 11,5 %, alors qu'il devait être ramené à 10,0 % d'ici à 2014 selon une mesure prévue précédemment. En conséquence, la Société a dû ajuster ses soldes d'impôt différé afin d'annuler l'effet de la réduction du taux d'impôt, ce qui s'est traduit par l'imputation au résultat net d'une charge ponctuelle de 88 M\$ au deuxième trimestre de 2012.
- Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a annoncé une hausse du taux d'imposition des profits pétroliers et gaziers provenant d'activités menées dans la mer du Nord. Par suite de cette hausse, le taux d'imposition réglementaire s'appliquant au résultat de Suncor au Royaume-Uni est passé de 50,0 % à 59,3 % en 2011, et il passera à 62,0 % pour les exercices subséquents. Par conséquent, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une augmentation de la charge d'impôt différé de 442 M\$ pour le premier trimestre de 2011.
- Au cours des neuf premiers mois de 2011, la Société s'est départie de certains actifs, ce qui a donné lieu à une perte de 97 M\$ après impôt, qui se compose d'une perte après impôt de 89 M\$ découlant de la cession d'une partie de la participation de la Société dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur et le projet d'exploitation minière Fort Hills et d'une perte après impôt de 8 M\$ découlant de la vente d'actifs non essentiels du secteur Exploration et production.

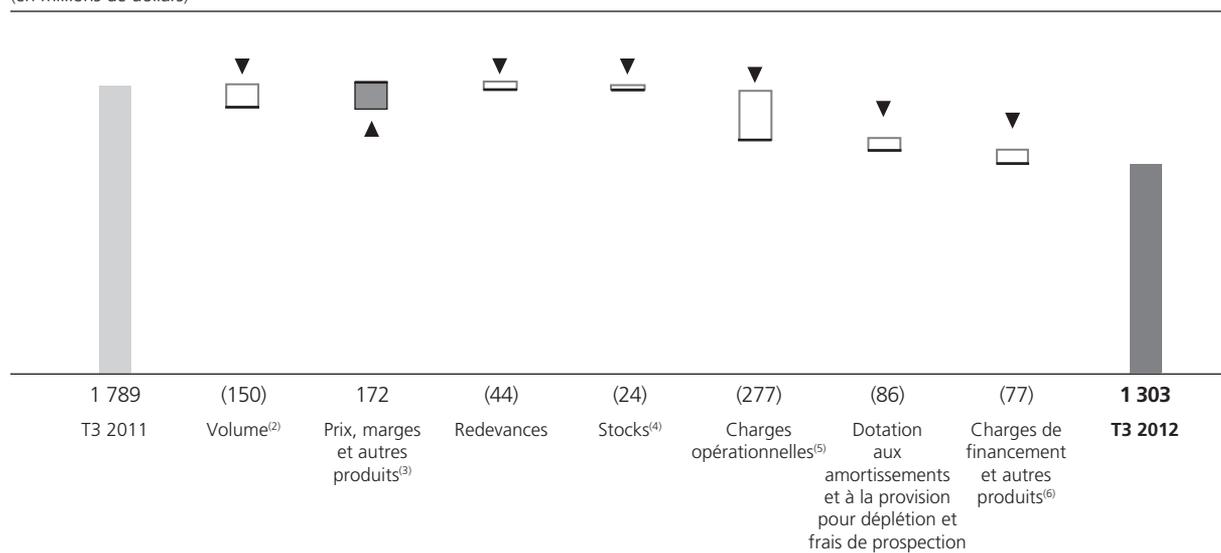
**Résultat opérationnel****Rapprochement du résultat opérationnel consolidé<sup>(1)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Résultat net présenté	<b>1 555</b>	1 287	<b>3 345</b>	2 877
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(252)</b>	533	<b>(237)</b>	317
Pertes de valeur et sorties	—	—	<b>694</b>	514
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	<b>88</b>	442
(Profit) perte sur cessions importantes	—	(31)	—	97
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 303</b>	1 789	<b>3 890</b>	4 247

(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 des secteurs Sables pétroliers et Exploration et production et en fonction du volume des ventes du secteur Raffinage et commercialisation.
- (3) Comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits opérationnels et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.
- (4) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume des actifs en amont en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- (5) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des frais de démarrage liés aux projets ainsi que 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 également compte des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles de la Société, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de l'incidence de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 1,303 G\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 1,789 G\$ pour le troisième trimestre de 2011. Les facteurs positifs qui ont influé sur le résultat opérationnel du troisième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011 comprennent les suivants :

- Les marges de raffinage ont augmenté au troisième trimestre de 2012, ce qui découle essentiellement du fait que le coût des charges d'alimentation se rapportant à la production de pétrole brut canadienne a diminué étant donné la non-réurrence des fortes primes auxquelles s'était négocié le pétrole brut synthétique par rapport au WTI au troisième trimestre de 2011. L'augmentation des marges de raffinage tient également, dans une moindre mesure, à l'élargissement des marges de craquage par suite de la hausse des prix du brut au troisième trimestre de 2012, alors qu'ils étaient à la baisse au troisième trimestre de 2011. Lorsque le prix du brut est à la hausse, les stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé sont vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement plus élevé.
- Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a grimpé pour passer de 362 500 b/j à 378 900 b/j, ce qui s'explique essentiellement par l'accroissement de la production du complexe Firebag.

Ces facteurs positifs ont été neutralisés par les facteurs suivants :

- Les charges opérationnelles ont été plus élevées au troisième trimestre de 2012, en raison principalement de l'incidence de la rémunération fondée sur des actions, au titre de laquelle la Société a inscrit une charge après impôt de 167 M\$ au troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un recouvrement après impôt de 186 M\$ au troisième trimestre de 2011.
- Le volume de production du secteur Exploration et production a diminué pour passer de 183 500 bep/j à 156 400 bep/j, en raison principalement de travaux de maintenance planifiés menés à l'égard de chacun des actifs du secteur Côte Est du Canada et de l'interruption des activités de la Société en Syrie. L'incidence de ces facteurs a toutefois été atténuée par la reprise de la production en Libye, où la Société n'avait mené aucune activité durant le troisième trimestre de 2011.
- Le prix moyen obtenu pour la production de pétrole brut en amont a été moins élevé au troisième trimestre de 2012. Les prix obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères ont diminué du fait des plus fortes primes auxquelles s'était négocié le pétrole brut synthétique par rapport au WTI au troisième trimestre de 2011 et de la plus grande proportion de ventes de bitume non valorisé réalisées par la Société. Les prix obtenus pour la production du secteur Exploration et production ont fléchi en raison principalement de la baisse des prix de référence du pétrole brut Brent.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été plus élevée au troisième trimestre de 2012, en raison principalement de la récente mise en service de nouveaux actifs du secteur Sables pétrolifères, notamment dans le cadre de la troisième phase de Firebag, du projet d'infrastructure TROM<sup>C</sup>, du projet MNU et du projet du prolongement nord de la mine de Steepbank. Cette augmentation a toutefois été partiellement contrebalancée par la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion liée au secteur Exploration et production par suite de la baisse du volume de production.
- Les charges de financement et autres produits ont augmenté au troisième trimestre de 2012, en raison surtout des pertes de change opérationnelles comptabilisées par le secteur Exploration et production et du fléchissement du résultat net attribuable aux activités liées à la négociation de l'énergie.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 3,890 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison de 4,247 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Cette diminution découle principalement de la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, de l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion dans le secteur Sables pétrolifères, de la baisse du prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères et du fléchissement du volume de production du secteur Exploration et production. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par l'augmentation des marges de raffinage et par l'accroissement du volume de production du secteur Sables pétrolifères.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Sables pétrolifères	<b>71</b>	(70)	<b>91</b>	(21)
Exploration et production	<b>11</b>	(16)	<b>14</b>	3
Raffinage et commercialisation	<b>37</b>	(49)	<b>46</b>	(14)
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>48</b>	(51)	<b>99</b>	(11)
Charge totale de rémunération fondée sur des actions (recouvrement)	<b>167</b>	(186)	<b>250</b>	(43)

**Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles**

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,740 G\$ au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 2,721 G\$ au troisième trimestre de 2011. Cette hausse tient essentiellement à l'augmentation des marges de raffinage et à l'accroissement du volume de production du secteur Sables pétrolifères, partiellement neutralisés par le fléchissement des prix moyens obtenus et par la diminution du volume de production du secteur Exploration et production.

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles se sont établis à 7,510 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison de 7,096 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Cette hausse tient principalement à l'augmentation des marges de raffinage, à la hausse du prix moyen obtenu pour la production du secteur Exploration et production et à l'accroissement du volume de production du secteur Sables pétrolifères, partiellement neutralisés par le fléchissement du volume de production du secteur Exploration et production et par la baisse du prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères.

**Contexte commercial**

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

		Moyenne pour les trimestres clos les		Moyenne pour les périodes de neuf mois closes les	
		2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	<b>92,20</b>	89,75	<b>96,20</b>	95,45
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	<b>109,50</b>	113,40	<b>112,25</b>	111,90
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	<b>11,90</b>	14,80	<b>10,40</b>	14,85
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	<b>84,70</b>	92,50	<b>87,30</b>	94,90
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/baril	<b>21,75</b>	17,65	<b>22,05</b>	19,40
Condensat à Edmonton	\$ US/baril	<b>96,00</b>	101,65	<b>101,80</b>	104,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>2,20</b>	3,70	<b>2,20</b>	3,75
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>37,80</b>	36,45	<b>31,85</b>	28,35
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>35,15</b>	33,30	<b>27,30</b>	26,50
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>38,15</b>	36,50	<b>34,60</b>	29,10
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>33,95</b>	33,10	<b>29,55</b>	26,30
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>1,00</b>	1,02	<b>1,00</b>	1,00
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	<b>1,02</b>	0,95	<b>1,02</b>	0,95

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé en premier lieu par les variations du cours du WTI à Cushing, ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'ouest du Canada. Le prix moyen du WTI a légèrement augmenté au troisième trimestre de 2012 pour se fixer à 92,20 \$ US le baril, comparativement à 89,75 \$ US le baril au troisième trimestre de 2011.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu est influencé par les variations des prix de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le brut canadien au pair à Edmonton et le WCS à Hardisty, mais peut aussi varier en fonction d'autres circonstances qui déterminent les ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks. Le cours du brut canadien au pair à Edmonton s'est établi en moyenne à 84,70 \$ le baril au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 92,50 \$ le baril pour le troisième trimestre de 2011. Le prix moyen obtenu pour le WCS a également diminué par rapport à celui obtenu au troisième trimestre de 2011.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant afin de faciliter la livraison aux clients par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et par les prix du diluant (condensat à Edmonton). Le diluant provient principalement des installations de valorisation et de raffinage de la Société, mais l'achat de diluant auprès de tiers peut être nécessaire en cas d'interruptions de la production. La qualité du bitume et les ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks peuvent aussi influencer les prix obtenus pour le bitume. Au troisième trimestre de 2012, les prix moyens obtenus pour la vente de bitume ont été légèrement plus élevés qu'au troisième trimestre de 2011.

La composition des ventes de la Société, les demandes de ses clients des raffineries et les contraintes de distribution liées aux systèmes de pipelines influent aussi sur l'écart entre les prix moyens obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut de Suncor et les prix de référence courants du pétrole brut. Au troisième trimestre de 2012, l'écart de prix léger/lourd pour le brut canadien (le WTI moins le WCS) s'est creusé de 4,10 \$ US le baril par rapport au troisième trimestre de 2011, et le pétrole brut synthétique peu sulfureux s'est vendu à léger escompte par rapport au WTI, tandis qu'il s'était vendu à forte prime par rapport au WTI au troisième trimestre de 2011. En conséquence de ces écarts et de l'augmentation de la proportion des ventes de bitume non valorisé réalisées par la Société, le prix moyen obtenu pour l'ensemble de la production du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de Syncrude) a été inférieur de 10,92 \$ le baril au prix du WTI au troisième trimestre de 2012, tandis qu'il avait été inférieur de 2,87 \$ le baril au prix du WTI au troisième trimestre de 2011. Vu l'intégration des raffineries terrestres de son secteur Raffinage et commercialisation, Suncor parvient à neutraliser en grande partie l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du brut grâce à ses coûts de charges d'alimentation moins élevés.

Le prix obtenu par Suncor pour la production tirée des actifs des secteurs Côte Est du Canada et International est influencé principalement par le cours du brut Brent. Le prix moyen du brut Brent s'est établi à 109,50 \$ US le baril au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 113,40 \$ US le baril au troisième trimestre de 2011. La prime moyenne sur le brut Brent comparativement au WTI a diminué au troisième trimestre de 2012, pour se chiffrer en moyenne à 17,30 \$ US le baril, en comparaison de 23,65 \$ US le baril au troisième trimestre de 2011.

Les prix obtenus par Suncor pour la production de gaz naturel tirée des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) sont essentiellement fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le prix de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,20 \$ le kpi<sup>3</sup> au troisième trimestre de 2012, en baisse par rapport au prix de référence AECO moyen de 3,70 \$ le kpi<sup>3</sup> enregistré au troisième trimestre de 2011, mais en hausse par rapport à celui de 1,85 \$ le kpi<sup>3</sup> enregistré au deuxième 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 à quel moment les raffineries plus perfectionnées peuvent dégager des marges supérieures en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier, puisque leur

calcul est basé sur le WTI. Les marges spécifiques à certaines raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, par la configuration de la raffinerie et par les marchés des produits raffinés propres à la zone d'approvisionnement de la raffinerie. Au troisième trimestre de 2012, les marques de craquage ont été plus élevées qu'au troisième trimestre de 2011 dans les principaux marchés où Suncor vend des produits raffinés. Les prix des produits raffinés ont reflété la hausse du coût de la charge d'alimentation du brut Brent provenant des marchés côtiers d'Amérique du Nord. Cette augmentation a continué d'avoir une incidence positive sur les raffineries terrestres de Suncor, c'est-à-dire les raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City.

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

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

## 5. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

### SABLES PÉTROLIFÈRES

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Produits bruts	<b>3 052</b>	3 056	<b>8 777</b>	8 670
Moins les redevances	<b>(262)</b>	(237)	<b>(619)</b>	(521)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>2 790</b>	2 819	<b>8 158</b>	8 149
Résultat net	<b>535</b>	837	<b>1 498</b>	1 813
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>				
Sables pétrolifères	<b>476</b>	747	<b>1 414</b>	1 638
Coentreprises des Sables pétrolifères	<b>59</b>	90	<b>154</b>	264
	<b>535</b>	837	<b>1 568</b>	1 902
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>1 256</b>	1 285	<b>3 317</b>	3 155

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

Pour le troisième trimestre de 2012, le résultat net et le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères se sont tous deux établis à 535 M\$, en comparaison de 837 M\$ au troisième trimestre de 2011.

Au troisième trimestre de 2012, le secteur Sables pétrolifères a contribué à hauteur de 476 M\$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a contribué à hauteur de 59 M\$. Le fléchissement du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères comparativement au troisième trimestre de 2011 est principalement attribuable à la baisse des prix moyens obtenus, à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés

par l'accroissement des volumes de production. Le recul du résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères rend compte essentiellement de la baisse des prix moyens obtenus pour la production de Syncrude.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles liées au secteur Sables pétrolifères se sont établis à 1,256 G\$ au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 1,285 G\$ au troisième trimestre de 2011. Cette baisse tient principalement au recul des prix moyens obtenus, partiellement contrebalancé par l'augmentation des volumes de production.

## Résultat opérationnel

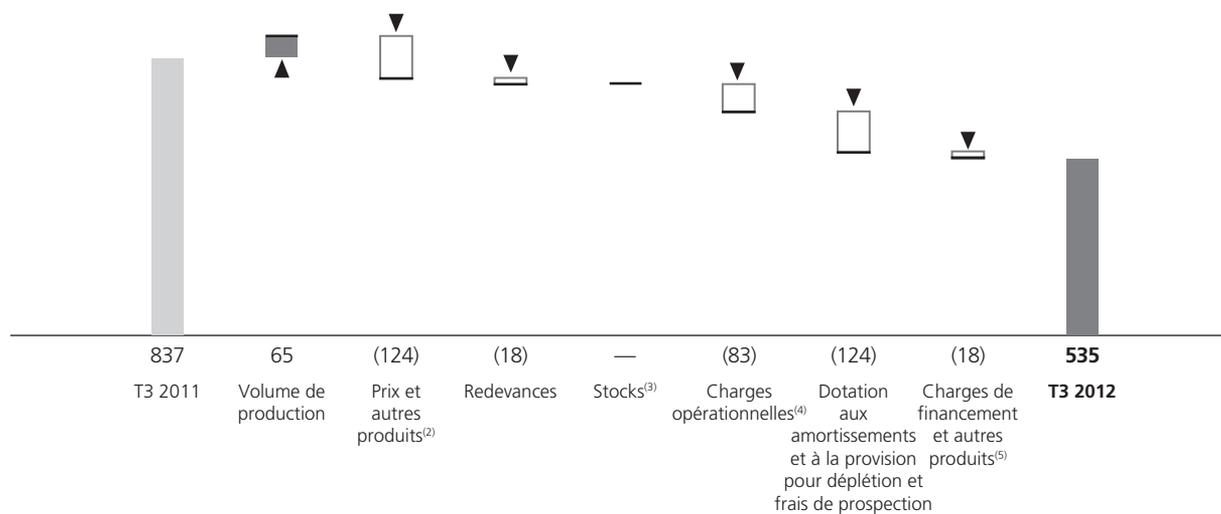
### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Résultat net présenté	535	837	1 498	1 813
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	70	—
Perte sur cessions importantes	—	—	—	89
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	535	837	1 568	1 902

(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 ainsi que 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 également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de l'incidence de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

### Volumes de production <sup>(1)</sup>

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux/sulfureux et diesel)	<b>298,3</b>	301,8	<b>275,2</b>	269,5
Bitume non valorisé	<b>43,0</b>	24,8	<b>43,6</b>	27,9
Sables pétrolifères	<b>341,3</b>	326,6	<b>318,8</b>	297,4
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	<b>37,6</b>	35,9	<b>33,9</b>	36,1
<b>Total</b>	<b>378,9</b>	362,5	<b>352,7</b>	333,5

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

Le volume de production moyen du secteur Sables pétrolifères a atteint le chiffre record de 341 300 b/j au troisième trimestre de 2012, grâce à l'accroissement continu de la production à Firebag et à la grande fiabilité des installations d'exploitation et d'extraction. Pour le troisième trimestre de 2011, le volume de production du secteur Sables pétrolifères s'était élevé en moyenne à 326 600 b/j.

Au cours du troisième trimestre de 2012, la Société a mené à bien la majorité de ses programmes de maintenance planifiés, qui comprenaient des travaux de maintenance portant sur une unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 2, sur des actifs utilisés dans le cadre des activités d'exploitation et d'extraction et sur les installations de traitement centralisé de MacKay River. Les travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine d'hydrogène de l'usine de valorisation 2 ont été achevés avant la fin d'octobre.

À 298 300 b/j, le volume de produits valorisés enregistré pour le troisième trimestre de 2012 n'a pratiquement pas varié par rapport à celui du troisième trimestre de 2011. La hausse de l'approvisionnement en bitume provenant des activités *in situ* a été contrebalancée par la diminution de l'approvisionnement en bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction qui a résulté surtout de l'exécution de travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2. La production de bitume non valorisé s'est établie en moyenne à 43 000 b/j au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 24 800 b/j au troisième trimestre de 2011. Cette hausse découle essentiellement de l'accroissement de la production provenant du projet Firebag.

La quote-part de Suncor de la production et des ventes de Syncrude s'est accrue pour s'établir à 37 600 b/j au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 35 900 b/j au troisième trimestre de 2011. Une unité de cokéfaction a redémarré au début du troisième trimestre de 2012, après avoir fait l'objet de travaux de maintenance planifiés. De plus, les activités d'exploitation minière menées au cours du troisième trimestre de 2012 ont été ralenties par de fortes pluies, de sorte que la production de bitume s'est révélée inférieure aux prévisions. Au troisième trimestre de 2011, la production de Syncrude s'était repliée en raison principalement des travaux de maintenance planifiés qui avaient été menés à l'égard d'une autre unité de cokéfaction.

**Production de bitume**

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Sables pétrolifères – Activités de base</b>				
Production de bitume (kb/j)	<b>287,6</b>	318,5	<b>265,1</b>	283,1
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	<b>443,7</b>	485,5	<b>414,6</b>	427,9
Qualité du minerai de bitume (b/t)	<b>0,65</b>	0,66	<b>0,64</b>	0,66
<i>In situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	<b>113,0</b>	54,8	<b>97,5</b>	55,5
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	<b>17,0</b>	29,0	<b>26,6</b>	30,2
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	<b>130,0</b>	83,8	<b>124,1</b>	85,7
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	<b>3,2</b>	3,6	<b>3,4</b>	3,5
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	<b>2,2</b>	2,3	<b>2,3</b>	2,2

La production de bitume issue des activités d'exploitation et d'extraction menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est établie en moyenne à 287 600 b/j au troisième trimestre de 2012, contre 318 500 b/j au troisième trimestre de 2011. La production provenant des activités d'extraction a été réduite au cours du troisième trimestre de 2012 en raison des travaux de maintenance planifiés qui ont été exécutés. La Société sort actuellement d'une zone située au front de taille de la mine Millennium qui renferme du minerai de bitume de qualité inférieure. Elle s'attend ainsi à ce que la qualité du minerai de bitume continue de s'améliorer au quatrième trimestre de 2012 par rapport à la qualité du minerai qu'elle a rencontré durant les six premiers mois de l'année.

Les volumes moyens de production de bitume *in situ* ont été de 130 000 b/j, en hausse par rapport aux 127 800 b/j enregistrés pour le deuxième trimestre de 2012 et aux 83 800 b/j enregistrés pour le troisième trimestre de 2011.

- La production moyenne de Firebag s'est accrue pour atteindre 113 000 b/j, en comparaison de 95 800 b/j au deuxième trimestre de 2012 et de 54 800 b/j au troisième trimestre de 2011. Les installations de traitement centralisé de la phase 3 ont atteint la capacité nominale au cours du trimestre, après avoir traité leurs premiers volumes de pétrole au mois d'août de l'an dernier. Grâce à l'utilisation de la technologie de forage intercalaire, la cadence de production de la phase 3 s'est accrue à un rythme plus rapide qu'escompté.
- La production moyenne de MacKay River s'est établie à 17 000 b/j au troisième trimestre de 2012, en baisse par rapport à celle du troisième trimestre de 2011. Cette diminution est attribuable aux travaux de maintenance planifiés menés aux installations de traitement centralisé et à l'unité de cogénération d'un tiers, lesquels avaient été orchestrés de manière à coïncider avec les travaux de maintenance planifiés du secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

**Volume des ventes et composition des ventes**

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)				
Peu sulfureux – pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	<b>133,1</b>	111,1	<b>127,1</b>	97,5
Sulfureux – pétrole brut synthétique sulfureux et bitume non valorisé	<b>212,3</b>	218,6	<b>196,9</b>	202,1
	<b>345,4</b>	329,7	<b>324,0</b>	299,6
Composition des ventes de pétrole peu sulfureux/sulfureux du secteur Sables pétrolifères (%)				
	<b>39/61</b>	34/66	<b>39/61</b>	33/67

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 345 400 b/j au troisième trimestre de 2012, en hausse par rapport à celui de 329 700 b/j enregistré pour le troisième trimestre de 2011, en raison surtout de l'accroissement des ventes de bitume non valorisé qui a découlé de l'augmentation de la production provenant de Firebag. Le démarrage du projet MNU a permis à Suncor de maintenir une composition des ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux plus rentable durant le déroulement des travaux de maintenance planifiés menés à l'usine de valorisation 2 au cours du troisième trimestre de 2012. L'accroissement des ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de diesel et le fléchissement des ventes de pétrole brut synthétique sulfureux par rapport au troisième trimestre de 2011 sont principalement attribuables à l'incidence des travaux de maintenance non planifiés qui avaient été réalisés au cours du troisième trimestre de 2011 aux unités de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 1.

**Prix obtenus**

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	<b>94,29</b>	102,52	<b>97,81</b>	100,61
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume non valorisé	<b>72,33</b>	76,23	<b>74,40</b>	78,47
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	<b>80,79</b>	85,09	<b>83,58</b>	85,67
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	<b>(10,92)</b>	(2,87)	<b>(12,81)</b>	(7,68)
Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	<b>90,24</b>	98,35	<b>93,32</b>	100,80
Syncrude, par rapport au WTI	<b>(1,47)</b>	10,39	<b>(3,07)</b>	7,45

Pour le troisième trimestre de 2012, le prix moyen obtenu par Suncor pour les ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 80,79 \$ le baril, en baisse comparativement au prix moyen de 85,09 \$ le baril obtenu au troisième trimestre de 2011. Cette baisse est essentiellement attribuable aux écarts de prix défavorables enregistrés pour le pétrole brut synthétique ainsi qu'à la plus grande proportion de ventes de bitume non valorisé réalisées par la Société. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par les prix obtenus pour le WTI, qui ont été légèrement plus élevés qu'au troisième trimestre de 2011. Au cours du troisième trimestre de 2012, le pétrole brut synthétique peu sulfureux s'est vendu à léger escompte par rapport au WTI, tandis qu'il s'était vendu à forte prime par rapport au WTI au troisième trimestre de 2011. Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a été inférieur de 10,92 \$ le baril au prix du WTI, tandis qu'il avait été inférieur de 2,87 \$ le baril au prix du WTI au troisième trimestre de 2011. Cette baisse s'explique

principalement par la plus faible prime réalisée sur le pétrole brut synthétique peu sulfureux, ainsi que par l'accroissement des ventes de bitume non valorisé.

### Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été plus élevées au troisième trimestre de 2012 qu'au troisième trimestre de 2011, en raison principalement de l'incidence de l'augmentation des dépenses liées à des projets d'immobilisations admissibles à des redevances (principalement le projet d'infrastructure TRO<sup>MC</sup>) au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et de l'augmentation du volume de production total comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse du prix de référence du brut WCS, lequel influe sur la méthode d'évaluation du bitume réglementaire utilisée par la Société pour déterminer le montant des redevances sur les biens miniers.

### Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles du troisième trimestre de 2012 ont été supérieures à celles du troisième trimestre de 2011, en raison notamment de ce qui suit :

- Les coûts non liés à la production ont augmenté en raison de la charge de rémunération fondée sur des actions, qui a été nettement plus élevée au troisième trimestre de 2012.
- Les coûts de mise en veilleuse avant impôt découlant du report et du redémarrage de certains projets de croissance au terme de la période de ralentissement économique de la fin de 2008 et du début de 2009 se sont établis à 26 M\$ au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 19 M\$ au troisième trimestre de 2011. Les coûts de mise en veilleuse comprennent essentiellement les coûts liés à l'évaluation de l'état et à la remise en état des actifs de l'usine de valorisation Voyageur, remis en service après avoir été mis en veilleuse, et les coûts liés à la remobilisation du matériel et de la main-d'œuvre.

L'incidence défavorable de ces facteurs a été atténuée par ce qui suit :

- Les frais de démarrage liés aux projets ont été moins élevés au troisième trimestre de 2012 qu'au troisième trimestre de 2011, du fait surtout que les activités liées au démarrage de la troisième phase de Firebag étaient en majeure partie terminées au début du premier trimestre de 2012.
- Le total des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se fixer à 1,045 G\$ au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 1,079 G\$ au troisième trimestre de 2011. Cette baisse des charges opérationnelles décaissées s'explique principalement par les charges plus élevées qui liées aux travaux de maintenance planifiés portant sur les unités de valorisation secondaire au cours du troisième trimestre de 2011, ainsi que par la diminution des prix du gaz naturel au troisième trimestre de 2012 et par l'efficacité associée au prolongement nord de la mine Steepbank, où les activités d'exploitation minière ont commencé vers la fin de 2011. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'intensification des activités liées à la troisième phase de Firebag.
- Les charges opérationnelles de Syncrude ont été moins élevées au troisième trimestre de 2012 qu'au troisième trimestre de 2011, en raison principalement de la baisse des coûts associés aux travaux de maintenance et de la diminution du coût de l'énergie achetée.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au troisième trimestre de 2012 par rapport au troisième trimestre de 2011, par suite essentiellement de l'accroissement de la valeur des actifs qui a découlé de l'entrée en service récente d'actifs liés à la troisième phase de Firebag, au projet d'infrastructure TRO<sup>MC</sup>, au projet MNU et au projet du prolongement nord de la mine Steepbank.

**Rapprochement des charges opérationnelles décaissées<sup>(1), (2)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>1 372</b>	1 178	<b>4 063</b>	3 751
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>(124)</b>	(135)	<b>(376)</b>	(393)
Coûts non liés à la production <sup>(3)</sup>	<b>(152)</b>	28	<b>(285)</b>	(149)
Autres <sup>(4)</sup>	<b>(51)</b>	8	<b>(205)</b>	(26)
Charges opérationnelles décaissées	<b>1 045</b>	1 079	<b>3 197</b>	3 183
Charges opérationnelles décaissées (\$/b)	<b>33,35</b>	35,75	<b>36,70</b>	39,10

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

Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 33,35 \$ au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 35,75 \$ au troisième trimestre de 2011. Les charges opérationnelles décaissées par baril ont diminué en raison de la baisse des charges opérationnelles décaissées dont il est question ci-dessus, de l'accroissement du volume de production et de la hausse des produits tirés de l'énergie produite par les unités de cogénération.

**Résultats pour les neuf premiers mois de 2012**

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est élevé à 1,498 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, contre 1,813 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Le résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2012 tient compte d'un ajustement de l'impôt différé de 70 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition. Le résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2011 tenait compte d'une perte après impôt de 89 M\$ liée à la vente d'une partie de la participation de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et le projet Fort Hills.

Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 1,568 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison de 1,902 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Cette baisse est essentiellement attribuable à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions ainsi qu'à la diminution des prix moyens obtenus, partiellement contrebalancées par la hausse du volume de production du secteur Sables pétrolifères.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 3,317 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, contre 3,155 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. La hausse des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles découle essentiellement de l'accroissement du volume de production du secteur Sables pétrolifères, en partie contrebalancé par la diminution des prix moyens obtenus.

**Travaux de maintenance planifiés**

La Société a reporté à 2013 les travaux de maintenance planifiés qu'elle avait prévu mener à l'égard de la tour de fractionnement sous vide de l'usine de valorisation 2 dans le cadre de son programme de maintenance de 2012.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Produits bruts	<b>1 144</b>	1 542	<b>4 911</b>	4 880
Moins les redevances	<b>(297)</b>	(303)	<b>(1 167)</b>	(1 032)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>847</b>	1 239	<b>3 744</b>	3 848
Résultat net	<b>88</b>	420	<b>(10)</b>	22
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>				
Côte Est du Canada	<b>12</b>	224	<b>339</b>	522
International	<b>107</b>	163	<b>488</b>	488
Amérique du Nord (activités terrestres)	<b>(31)</b>	2	<b>(120)</b>	(24)
	<b>88</b>	389	<b>707</b>	986
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>365</b>	801	<b>1 698</b>	2 066

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

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 88 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 420 M\$ et d'un résultat opérationnel de 389 M\$ pour le troisième trimestre de 2011. Le résultat net du troisième trimestre de 2011 tenait compte de profits après impôt de 31 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels.

Le résultat opérationnel du secteur Côte Est du Canada pour le troisième trimestre de 2012 s'est établi à 12 M\$, en comparaison de 224 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul s'explique par les travaux de maintenance planifiés qui ont été effectués à l'égard de chacun des actifs du secteur et qui ont eu pour conséquence de réduire les volumes de production. Le résultat opérationnel du secteur International s'est établi à 107 M\$, en baisse comparativement à celui de 163 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de 2011, en raison surtout de l'interruption des activités en Syrie et de l'augmentation du nombre de sorties de puits de prospection, partiellement compensées par la reprise des activités en Libye. Le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a quant à lui inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 31 M\$, en comparaison d'un résultat opérationnel de 2 M\$ pour la même période en 2011, ce qui s'explique principalement par la baisse des prix moyens obtenus et par le fléchissement des volumes de production.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du secteur Exploration et production se sont chiffrés à 365 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 801 M\$ pour le troisième trimestre de 2011. Cette baisse s'explique essentiellement par la diminution de l'ensemble des volumes de production.

## Résultat opérationnel

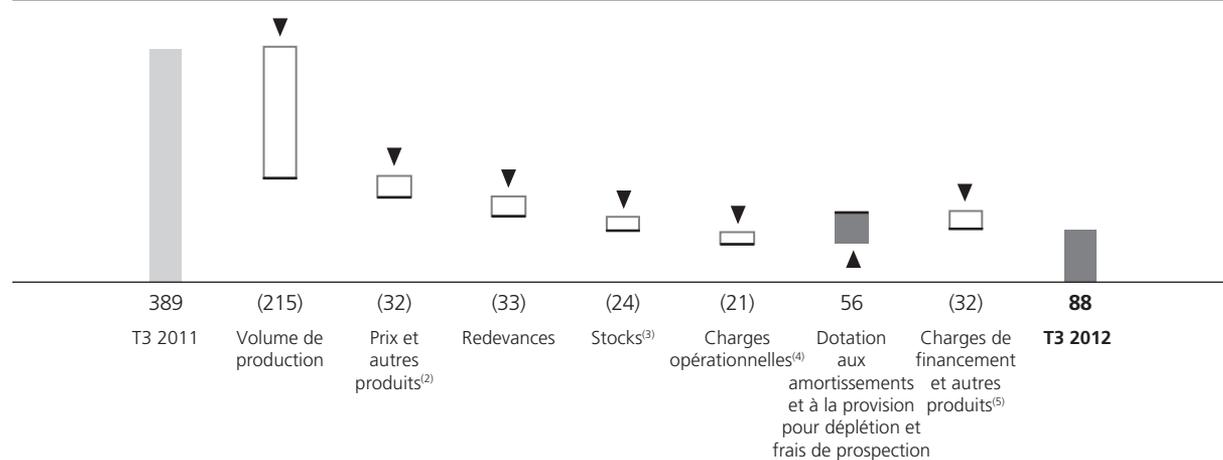
### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Résultat net présenté	<b>88</b>	420	<b>(10)</b>	22
Pertes de valeur et sorties	—	—	<b>694</b>	514
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	<b>23</b>	442
(Profit) perte sur cessions importantes	—	(31)	—	8
<b>Résultat opérationnel<sup>(1)</sup></b>	<b>88</b>	389	<b>707</b>	986

(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 ainsi que des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (après ajustement pour tenir compte des variations des stocks).
- (5) Ce facteur tient également compte des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de l'incidence de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

## Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	2011	2012	2011
Production (kbep/j)	<b>156,4</b>	183,5	<b>193,8</b>	202,4
Côte Est du Canada (kb/j)	<b>22,7</b>	69,1	<b>45,8</b>	66,4
International (kbep/j)	<b>81,7</b>	51,9	<b>92,8</b>	70,0
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi <sup>3</sup> e/j)	<b>312</b>	375	<b>331</b>	396
Composition de la production (liquides/gaz) (%)	<b>70/30</b>	61/39	<b>74/26</b>	63/37
Côte Est du Canada	<b>100/0</b>	100/0	<b>100/0</b>	100/0
International	<b>99/1</b>	73/27	<b>99/1</b>	80/20
Amérique du Nord (activités terrestres)	<b>11/89</b>	8/92	<b>10/90</b>	8/92

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 22 700 b/j pour le troisième trimestre de 2012, en baisse comparativement à la production moyenne de 69 100 b/j dégagée au troisième trimestre de 2011.

- Aucune production n'a eu lieu à Terra Nova au troisième trimestre de 2012 en raison du déroulement du programme de maintenance à quai visant à remplacer la tête d'injection d'eau du navire PSD et à mener d'autres travaux de maintenance périodiques planifiés. Le navire PDS de Terra Nova a regagné le champ en octobre et la production devrait reprendre à la fin de novembre, une fois les travaux sous-marins terminés. Pour le troisième trimestre de 2011, la production s'était chiffrée en moyenne à 19 400 b/j.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 7 000 b/j. À l'issue du programme de maintenance planifié hors station, le navire PSD de White Rose a regagné le champ en juillet et repris la production en août. La production s'était élevée en moyenne à 17 700 b/j au troisième trimestre de 2011.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 15 700 b/j, en baisse par rapport à celle du troisième trimestre de 2011, qui s'était chiffrée à 32 000 b/j. Cette diminution est attribuable aux travaux de maintenance planifiés menés au troisième trimestre de 2012.

La production du secteur International s'est élevée en moyenne à 81 700 bep/j pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 51 900 bep/j pour le troisième trimestre de 2011.

- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 39 800 b/j. La production a repris dans tous les champs après avoir été interrompue au début du mois de mars 2011 en raison de l'agitation politique dans ce pays. La Société n'avait inscrit aucune production provenant de la Libye au troisième trimestre de 2011.
- La production à Buzzard s'est établie en moyenne à 41 900 bep/j. Les travaux de maintenance planifiés à Buzzard ont commencé au début de septembre. Tous les travaux de maintenance planifiés majeurs ont été achevés en octobre et l'exploitant travaille actuellement en vue de reprendre la production. Avant ces travaux d'entretien, la production à Buzzard montrait déjà des signes de fiabilité accrue. Pour le troisième trimestre de 2011, la production s'était établie en moyenne à 33 100 bep/j, ce qui rendait compte des contraintes de production qui avaient résulté de l'interruption du service d'un pipeline d'un tiers et de l'instabilité de la cadence de production enregistrée pendant la période de reprise qui avait suivi la réalisation de travaux de maintenance non planifiés.
- En décembre 2011, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles en Syrie, en raison de l'agitation politique dans ce pays et des sanctions internationales prises contre celui-ci. En conséquence, la Société n'a inscrit aucune production provenant de la Syrie pour les neuf premiers mois de 2012. Pour le troisième trimestre de 2011, la production tirée des actifs en Syrie s'était établie en moyenne à 18 800 bep/j.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 312 Mpi<sup>3</sup>e/j pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 375 Mpi<sup>3</sup>e/j pour le troisième trimestre de 2011.

- Au troisième trimestre de 2011, une production supplémentaire d'environ 26 Mpi<sup>3</sup>e/j avait été tirée de champs situés dans le sud-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique dont la production a été interrompue au premier semestre de 2012 par suite de la baisse du prix du gaz naturel et de la fermeture d'une installation de traitement de gaz d'un tiers.
- En 2011, la Société s'est départie d'actifs non essentiels qui avaient fourni une production supplémentaire d'environ 3 Mpi<sup>3</sup>e/j au troisième trimestre de 2011.
- La production provenant des autres biens de ce secteur a diminué, en raison surtout de la déplétion naturelle des gisements.

### Prix obtenus

Dédution faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Exploration et production	<b>77,33</b>	80,50	<b>84,15</b>	78,86
Côte Est du Canada (\$/b)	<b>108,49</b>	111,30	<b>113,50</b>	109,23
International (\$/bep)	<b>105,65</b>	105,20	<b>108,78</b>	99,13
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi <sup>3</sup> e)	<b>3,46</b>	4,56	<b>3,44</b>	4,66

Pour le troisième trimestre de 2012, les prix obtenus pour la production de pétrole brut provenant du secteur Côte Est du Canada ont été légèrement inférieurs à ceux obtenus au troisième trimestre de 2011, en raison de la diminution des prix de référence du pétrole brut Brent. Les prix moyens obtenus par le secteur International ont été à la hauteur de ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que la baisse des prix obtenus pour la production de Buzzard, qui a résulté essentiellement de la diminution des prix de référence du brut Brent, a été compensée par l'incidence combinée de l'ajout de volumes de pétrole brut provenant de la Libye, dont le prix est plus élevé, et de l'absence de volumes de gaz naturel provenant de la Syrie, dont le prix est moins élevé. Les prix obtenus pour la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été moins élevés, en raison surtout de la baisse des prix de référence du gaz naturel.

### Redevances

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

### Stocks

Au troisième trimestre de 2011, la Société a vendu les stocks qui s'étaient accumulés au cours du trimestre précédent, principalement au moment de l'arrivée de pétroliers-navettes au début de juillet 2011. À l'opposé, les stocks de pétrole brut ont peu varié pendant le troisième trimestre de 2012 en raison des programmes de maintenance planifiés menés à Terra Nova et à White Rose, qui ont débuté au deuxième trimestre de 2012.

### Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au troisième trimestre de 2012 qu'au troisième trimestre de 2011, en raison principalement des coûts liés aux programmes de maintenance planifiés menés au sein du secteur Côte Est du Canada et à Buzzard, partiellement contrebalancés par l'incidence de l'arrêt des activités en Syrie.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été moins élevés au troisième trimestre de 2012 qu'au troisième trimestre de 2011, en raison surtout de la baisse des volumes de production qu'ont entraînée les programmes de maintenance planifiés du secteur Côte Est du Canada, partiellement contrebalancée par la hausse des sorties de frais de prospection. Au troisième trimestre de 2012, la Société a sorti des dépenses en immobilisations et des frais de prospection de 63 M\$ (13 M\$ après impôt) liés principalement au puits de prospection de la zone Cooper.

Les charges de financement et les autres produits ont augmenté, en raison principalement des pertes de change qui ont découlé de l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la réévaluation en euros et en livres sterling des soldes de trésorerie libellés en dollars américains. Au troisième trimestre de 2011, le dollar américain s'était raffermi par rapport à ces monnaies.

### **Mise à jour relative à la Libye**

La Société a entrepris des démarches en vue de redémarrer ses activités de forage de prospection en Libye au cours du premier trimestre de 2013. En juillet 2012, elle a versé à la National Oil Corporation (« NOC ») de la Libye un paiement de 200 M\$ US relatif à un engagement antérieur visant six contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») conclus par Petro-Canada en 2008. La Société est toujours en discussion avec la NOC et son partenaire de coentreprise pendant que la production se stabilise, après la reprise des activités amorcée vers la fin de 2011. Elle continue en outre d'évaluer la situation en Libye, à la lumière notamment de l'incidence potentielle de celle-ci sur son évaluation continue de la dépréciation de ses actifs.

### **Dépréciation et sortie d'actifs en Syrie**

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

De plus, la Société a comptabilisé une sortie de débiteurs de 67 M\$ au deuxième trimestre de 2012. Au quatrième trimestre de 2011, avant l'imposition des sanctions, Suncor a cessé de recevoir les paiements relatifs à la production et a comptabilisé une provision d'un montant correspondant à environ la moitié du solde de ses débiteurs. La sortie comptabilisée au deuxième trimestre de 2012 tenait compte d'une provision couvrant le solde résiduel de ces débiteurs. Ces sorties ont été comptabilisées dans les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux des trimestres au cours desquels elles ont eu lieu.

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

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

## Résultats pour les neuf premiers mois de 2012

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 10 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison d'un résultat net de 22 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Le résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties de 694 M\$ liées aux actifs en Syrie et d'un ajustement de l'impôt différé de 23 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition. Le résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2011 tenait compte de pertes de valeur de 514 M\$ se rapportant aux actifs en Libye et d'un ajustement de l'impôt différé de 442 M\$ découlant de l'impôt supplémentaire prélevé par le gouvernement du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat opérationnel de 707 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel de 986 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Ce recul du résultat opérationnel est principalement attribuable à la diminution des volumes de production provenant du secteur Côte Est du Canada qui a résulté de l'exécution de travaux de maintenance planifiés, à l'interruption des activités en Syrie ainsi qu'aux coûts liés à l'incendie survenu à un site de forage en Colombie-Britannique. L'incidence de ces facteurs a été atténuée par l'accroissement des volumes de production provenant de la Libye et de Buzzard.

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

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du secteur Exploration et production se sont établis à 1,698 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison de 2,066 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Cette baisse est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont fait fléchir le résultat opérationnel, de même qu'à l'incidence de la sortie de créances en Syrie au deuxième trimestre de 2012.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Produits opérationnels	<b>6 779</b>	7 140	<b>19 766</b>	19 349
Résultat net	<b>708</b>	479	<b>1 681</b>	1 419
Résultat opérationnel <sup>(1),(2)</sup>				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	<b>653</b>	382	<b>1 485</b>	1 176
Activités de commercialisation	<b>55</b>	97	<b>211</b>	243
	<b>708</b>	479	<b>1 696</b>	1 419
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>1 060</b>	611	<b>2 509</b>	2 040

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

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

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 708 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 479 M\$ pour le troisième trimestre de 2011. Le résultat opérationnel du secteur Raffinage et commercialisation pour le trimestre écoulé est le plus élevé

jamais dégagé depuis la création de la Société, ce qui témoigne de la grande valeur ajoutée du modèle d'affaires intégré de Suncor pour ses résultats consolidés.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 653 M\$ au résultat opérationnel du troisième trimestre de 2012, ce qui représente une hausse par rapport à la même période en 2011. Cette augmentation est attribuable principalement à la baisse du coût des charges d'alimentation du brut synthétique et à l'incidence de la hausse des prix du pétrole brut au cours du troisième trimestre de 2012, partiellement contrebalancées par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 55 M\$ au troisième trimestre de 2012, ce qui représente une diminution par rapport au montant inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, attribuable essentiellement à la hausse de la charge de la rémunération fondée sur des actions et au rétrécissement des marges.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de 1,060 G\$ pour le troisième trimestre de 2012, contre 611 M\$ pour le troisième trimestre de 2011. Cette hausse tient principalement à l'augmentation des marges de raffinage.

## Résultat opérationnel

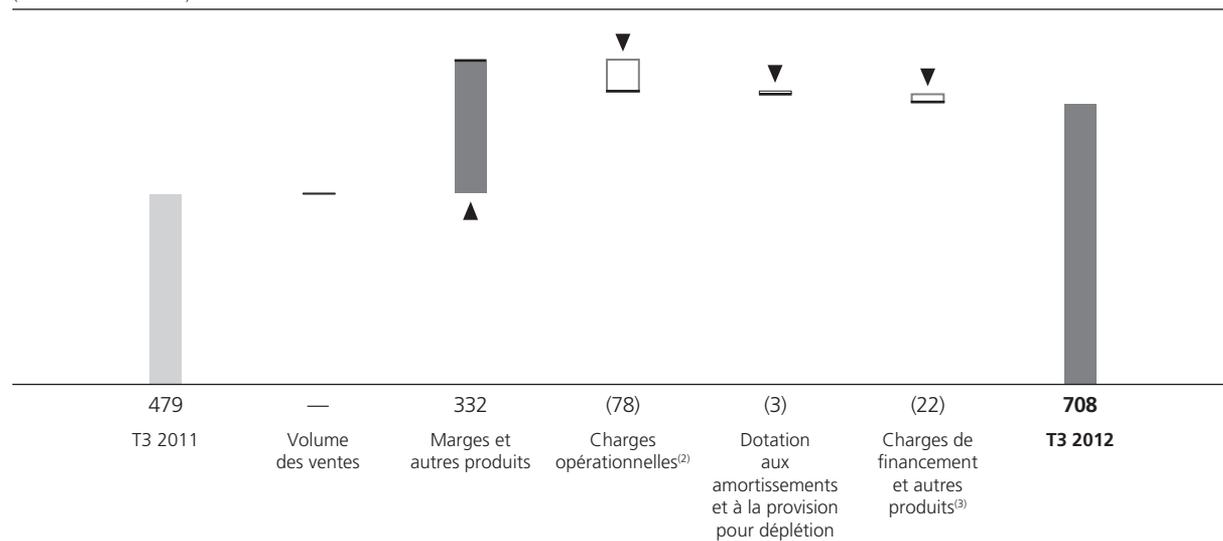
### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Résultat net présenté	708	479	1 681	1 419
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	15	—
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	708	479	1 696	1 419

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

### Analyse de rapprochement du résultat opérationnel<sup>(1)</sup>

(en millions de dollars)



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

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

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

## Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Ventes de produits raffinés (en milliers de m <sup>3</sup> /j)				
Essence	<b>41,5</b>	41,1	<b>40,3</b>	39,6
Distillat	<b>30,7</b>	31,4	<b>30,0</b>	30,5
Autres	<b>15,3</b>	14,2	<b>14,7</b>	13,5
	<b>87,5</b>	86,7	<b>85,0</b>	83,6
Pétrole brut traité (en milliers de m <sup>3</sup> /j)				
Est de l'Amérique du Nord	<b>32,6</b>	32,3	<b>31,2</b>	32,4
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>37,6</b>	36,2	<b>37,1</b>	32,8
Taux d'utilisation des raffineries <sup>(1),(2)</sup> (%)				
Est de l'Amérique du Nord	<b>92</b>	94	<b>88</b>	95
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>101</b>	100	<b>100</b>	91

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

(2) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de liquides de pétrole brut et de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.

Les ventes de produits raffinés se sont chiffrées en moyenne à 87 500 m<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 86 700 m<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2011. La demande d'essence dans l'ouest de l'Amérique du Nord s'est raffermie par rapport au troisième trimestre de 2011, tandis qu'elle a fléchi dans l'est de l'Amérique du Nord. Quant à la demande de distillat, elle s'est légèrement repliée par rapport au troisième trimestre de 2011, tant dans l'ouest que dans l'est de l'Amérique du Nord.

La capacité de traitement du brut des raffineries est demeurée élevée, s'établissant en moyenne à 97 % au troisième trimestre de 2012, ce qui témoigne des efforts déployés par la Société pour maintenir une exploitation fiable et sécuritaire et rend compte du volume limité de travaux de maintenance planifiés réalisés durant le trimestre. Dans l'est de l'Amérique du Nord, le volume de pétrole brut traité par les raffineries s'est chiffré en moyenne à 32 600 m<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2012, en légère hausse par rapport aux 32 300 m<sup>3</sup>/j enregistrés pour le troisième trimestre de 2011. Le volume de pétrole brut traité par les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 37 600 m<sup>3</sup>/j, en hausse par rapport aux 36 200 m<sup>3</sup>/j enregistrés au troisième trimestre de 2011.

## Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les prix et les marges des produits raffinés ont été plus élevés au troisième trimestre de 2012 qu'au troisième trimestre de 2011, ce qui rend compte de la baisse du coût des charges d'alimentation, de l'incidence de la hausse des prix du pétrole brut sur l'évaluation des stocks et, dans une moindre mesure, de l'élargissement des marges de craquage.

- Le coût des charges d'alimentation en pétrole brut a diminué pour la production de pétrole brut canadienne, y compris pour le pétrole brut synthétique. Au troisième trimestre de 2012, le pétrole brut synthétique peu sulfureux s'est vendu à escompte par rapport au WTI, tandis qu'il s'était vendu à forte prime par rapport au WTI au cours du troisième trimestre de 2011 (une prime de plus de 10 \$ le baril).
- La hausse du prix du pétrole brut et la vente du pétrole brut canadien à escompte ont donné lieu à une augmentation du résultat après impôt d'environ 78 M\$ au troisième trimestre de 2012, alors que la baisse du prix du pétrole brut avait

entraîné une diminution du résultat après impôt d'environ 83 M\$ au troisième trimestre de 2011, ce qui représente une variation après impôt de 161 M\$ d'un trimestre à l'autre.

En ce qui concerne les activités de commercialisation, les marges dégagées ont été plus faibles au troisième trimestre de 2012 qu'au troisième trimestre de 2011, en raison surtout de la baisse des marges sur les ventes au détail en partie compensée par la hausse des marges sur les ventes en gros.

### Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles du troisième trimestre de 2012 se sont accrues par rapport à celles du troisième trimestre de 2011, en raison surtout de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions partiellement contrebalancée par la baisse du prix du gaz naturel.

Les charges de financement et les autres produits ont augmenté au troisième trimestre de 2012 par rapport au troisième trimestre de 2011, en raison principalement de l'incidence des profits latents découlant des activités de gestion des risques comptabilisés pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### Résultats pour les neuf premiers mois de 2012

Le secteur Raffinage et commercialisation a comptabilisé un résultat net de 1,681 G\$ et un résultat opérationnel de 1,696 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 1,419 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Cette hausse découle essentiellement de la diminution du coût des charges d'alimentation en pétrole brut des raffineries terrestres de la Société ainsi que de l'augmentation des marges de craquage, partiellement neutralisées par la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions. La baisse du prix du pétrole brut a donné lieu à une diminution du résultat après impôt d'environ 50 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012, alors que la hausse du prix du pétrole brut avait entraîné une augmentation du résultat après impôt d'environ 165 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011, ce qui représente une variation après impôt de 215 M\$ d'une période à l'autre.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,509 G\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison de 2,040 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Cette hausse tient essentiellement à l'augmentation des marges de raffinage.

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

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Résultat net	<b>224</b>	(449)	<b>176</b>	(377)
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>				
Énergie renouvelable	<b>8</b>	16	<b>42</b>	54
Négociation de l'énergie	<b>15</b>	49	<b>114</b>	117
Siège social	<b>(83)</b>	2	<b>(278)</b>	(213)
Éliminations	<b>32</b>	17	<b>41</b>	(18)
	<b>(28)</b>	84	<b>(81)</b>	(60)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>59</b>	24	<b>(14)</b>	(165)

(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 de 224 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 449 M\$ pour le troisième trimestre de 2011. Au cours du troisième trimestre de 2012, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien passant de 0,98 à 1,02, ce qui a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 252 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au troisième trimestre de 2011, le dollar canadien s'était plutôt affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change étant passé de 1,04 à 0,95, ce qui avait donné lieu à une perte de change latente après impôt de 533 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

### Résultat opérationnel

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 28 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel de 84 M\$ pour le troisième trimestre de 2011.

### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Résultat net	<b>224</b>	(449)	<b>176</b>	(377)
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(252)</b>	533	<b>(237)</b>	317
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	<b>(20)</b>	—
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	<b>(28)</b>	84	<b>(81)</b>	(60)

(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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	<b>76</b>	37	<b>319</b>	141
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	<b>99,5</b>	97,8	<b>302,7</b>	272,5

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un résultat opérationnel de 8 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en baisse par rapport au résultat opérationnel de 16 M\$ inscrit pour le troisième trimestre de 2011, en raison principalement de la hausse du coût des charges d'alimentation liées à la production d'éthanol. Le total de la production d'énergie commercialisée a augmenté, passant de 37 gigawattheures à 76 gigawattheures, en raison surtout du démarrage des activités opérationnelles du projet éolien Wintering Hills dans le sud de l'Alberta au cours du deuxième semestre de 2011.

### Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à un résultat opérationnel de 15 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en baisse comparativement à celui de 49 M\$ inscrit pour le troisième trimestre de 2011. Ce recul s'explique principalement du fait que l'escompte moyen par rapport au WTI a été moins élevé que l'escompte moyen par

rapport au brut Brent au troisième trimestre de 2012, ce qui s'est répercuté sur les stratégies de négociation du pétrole brut lourd canadien visant à acheter du pétrole brut lourd en Alberta et à l'acheminer vers des marchés où il se négocie à des prix plus avantageux.

### **Siège social**

Le secteur Siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 83 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel de 2 M\$ pour le troisième trimestre de 2011. Cet écart tient essentiellement à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion attribuable au début de l'amortissement lié aux initiatives en matière d'intégration des systèmes de Suncor au cours du deuxième semestre de 2011. Au troisième trimestre de 2012, la Société a capitalisé une tranche de 85 % de ses intérêts sur la dette dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 98 % au troisième trimestre de 2011. La diminution de ce pourcentage observée au cours des derniers trimestres s'explique par l'achèvement de la troisième phase de Firebag, du projet MNU et du projet d'infrastructure TRO<sup>MC</sup>.

### **Éliminations**

Le secteur Éliminations reflète la comptabilisation du montant net d'un profit intersectoriel après impôt de 32 M\$, lequel avait auparavant été éliminé à la suite de la consolidation des résultats de Suncor, sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque la Société établit que les produits raffinés produits à partir d'achats internes de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au troisième trimestre de 2011, la Société a comptabilisé un profit intersectoriel après impôt net de 17 M\$, qui était auparavant éliminé.

### **Résultats pour les neuf premiers mois de 2012**

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net de 176 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 377 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Au cours des neuf premiers mois de 2012, 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 237 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au cours des neuf premiers mois de 2011, le dollar canadien s'était plutôt affaibli par rapport au dollar américain, ce qui avait donné lieu à une perte de change latente après impôt de 317 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 81 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 60 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Cette variation est essentiellement attribuable à l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et à la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, partiellement contrebalancées par un recouvrement plus important du profit intersectoriel sous Éliminations et par le plus grand pourcentage d'intérêts sur la dette qui a été capitalisé. Au cours des neuf premiers mois de 2012, la Société a capitalisé une tranche de 91 % de ses intérêts sur la dette dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 83 % au cours des neuf premiers mois de 2011.

## 6. MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Sables pétrolifères	<b>1 113</b>	1 129	<b>3 383</b>	3 830
Exploration et production	<b>387</b>	189	<b>908</b>	611
Raffinage et commercialisation	<b>147</b>	120	<b>394</b>	412
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>23</b>	81	<b>69</b>	183
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	<b>1 670</b>	1 519	<b>4 754</b>	5 036
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	<b>(138)</b>	(150)	<b>(444)</b>	(402)
	<b>1 532</b>	1 369	<b>4 310</b>	4 634

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2012			Période de neuf mois close le 30 septembre 2012		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	548	436	<b>984</b>	1 685	1 280	<b>2 965</b>
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>						
<i>In situ</i>	283	49	<b>332</b>	974	140	<b>1 114</b>
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	152	171	<b>323</b>	474	698	<b>1 172</b>
Exploration et production	113	216	<b>329</b>	237	442	<b>679</b>
Raffinage et commercialisation	88	290	<b>378</b>	171	714	<b>885</b>
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	145	2	<b>147</b>	388	3	<b>391</b>
	19	4	<b>23</b>	65	4	<b>69</b>
	800	732	<b>1 532</b>	2 309	2 001	<b>4 310</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 2012, Suncor a affecté un montant de 1,532 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, et elle a capitalisé des intérêts sur la dette de 138 M\$ dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction. Les activités menées au cours du troisième trimestre de 2012 comprenaient les activités décrites ci-après.

### Sables pétrolifères – Activités de base

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont totalisé 332 M\$. De ce montant, une tranche de 283 M\$ représente des dépenses de maintien. Ces dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées principalement aux travaux de maintenance planifiés.

### Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 323 M\$. De ce montant, 171 M\$ ont été affectés à des projets de croissance. Les dépenses en immobilisations liées à la quatrième phase du projet Firebag se sont élevées à 110 M\$, ce qui porte à 1,612 G\$ le total des dépenses en immobilisations affectées à ce jour à ce projet. Suncor estime que le coût de la quatrième phase de Firebag sera inférieur d'environ 10 % aux prévisions budgétaires actuelles de 2,0 G\$. La Société a mis en service les installations de traitement centralisé de la quatrième phase au cours du troisième trimestre de 2012, et l'injection de vapeur a commencé aux nouveaux puits. Suncor prévoit l'entrée en service des unités de cogénération pour le quatrième trimestre de 2012. Outre la quatrième phase du projet Firebag, Suncor poursuit la construction d'un pipeline chauffé destiné au transport du bitume, dont l'entrée en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2013. Ce pipeline permettra d'acheminer le bitume de Firebag jusqu'au terminal Athabasca du secteur Sables pétrolifères – Activités de base sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un diluant.

Les dépenses en immobilisations de maintien liées aux activités *in situ* ont totalisé 152 M\$ et ont été affectées principalement aux activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction relatives aux plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels de MacKay River et de Firebag au cours des années à venir.

### Coentreprises des Sables pétrolifères

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 113 M\$, ce qui comprend un montant de 55 M\$ lié au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement de l'équipement de la mine Aurora.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a engagé des dépenses en immobilisations de croissance de 216 M\$ au cours du trimestre. Suncor a entrepris des examens détaillés de chacun de ses projets de croissance planifiés, en accordant une attention particulière aux coûts et à la qualité en vue de maximiser la valeur à long terme pour les actionnaires. La Société mène ces examens en étroite collaboration avec ses partenaires de coentreprise, et le processus va bon train. De plus, vu l'importance accordée au maintien d'une gestion rigoureuse des capitaux et des coûts, les frais engagés préalablement à l'autorisation des dépenses liées aux projets font l'objet d'un étroit suivi. La Société s'appuiera sur ces examens pour arrêter ses décisions concernant le projet de l'usine de valorisation Voyageur et les projets d'exploitation minière Fort Hills et Joslyn North. Les décisions quant à l'autorisation des dépenses liées à ces projets étaient initialement attendues vers le milieu de 2013, mais on s'attend à ce que les examens entrepris viennent modifier cet échéancier. La Société n'a toutefois pas encore ciblé de nouvelles dates pour l'arrêt des décisions relatives aux projets, mais elle compte les annoncer dès qu'elles seront connues. Les décisions relatives à ces projets devront être approuvées par le conseil d'administration de Suncor, de même que par les propriétaires respectifs de chacun des projets.

### Autres dépenses en immobilisations et frais de prospection

Le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 378 M\$, dont une tranche de 290 M\$ a été affectée aux projets de croissance et aux activités de prospection. Les dépenses de croissance comprennent un montant de 49 M\$ lié au développement de la zone Golden Eagle, qui a été affecté principalement aux travaux d'ingénierie détaillée ainsi qu'à la construction d'installations de surface et d'un treillis pour la plateforme d'exploitation. Le reste des dépenses de croissance a été affecté notamment aux travaux d'ingénierie et

de préparation du site de construction liés au projet Hebron, aux travaux de forage de mise en valeur réalisés à Hibernia, à White Rose et dans la zone Wilson Creek de la formation pétrolière Cardium dans l'Ouest canadien ainsi qu'à l'achèvement de trois puits de prospection dans la mer du Nord : Beta, Cooper et la zone Northern Terrace du champ Buzzard. Le forage de deux nouveaux puits de prospection a débuté dans la mer du Nord vers la fin du troisième trimestre de 2012. Les investissements de maintien ont été axés principalement sur les programmes de maintenance planifiés ciblant les actifs situés au large de la côte Est du Canada.

L'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a approuvé le plan de développement d'Hebron au deuxième trimestre de 2012. Suncor s'attend à ce que les propriétaires de la coentreprise chargée du projet Hebron prennent une décision quant à l'autorisation des dépenses liées au projet vers la fin de 2012 ou au début de 2013. En octobre, un accord a été conclu entre le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et les propriétaires de la coentreprise, qui ont accepté de verser 150 M\$ (dont 34 M\$ revenant à Suncor) à la province en dédommagement d'un module qui sera construit à l'extérieur de ses frontières. Le paiement, qui est admissible à des redevances, devrait être effectué en 2016, sous réserve de l'autorisation des dépenses liées au projet par les propriétaires de la coentreprise.

## 7. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

### Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	2012	2011
Rendement du capital investi <sup>(1)</sup> (%)		
Compte non tenu des projets d'envergure en cours	<b>12,5</b>	13,4
Compte tenu des projets d'envergure en cours	<b>9,8</b>	9,6
Ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>(2)</sup> (en nombre de fois)	<b>0,5</b>	0,8
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>(3)</sup>	<b>11,7</b>	10,6
Base des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>(2),(4)</sup>	<b>17,7</b>	15,9

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

(2) Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

(3) Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette capitalisés.

(4) Somme des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette capitalisés.

### Sources de financement

La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer le reste de ses dépenses en immobilisations prévues pour 2012 et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, grâce à ses soldes de trésorerie et placements à court terme existants, aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qu'elle générera d'ici la fin de 2012, aux facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi qu'aux émissions de papier commercial et aux émissions de débentures ou de billets à long terme auxquelles elle procédera. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges opérationnelles, l'impôt, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 1,645 G\$ au cours des neuf premiers mois de 2012, grâce surtout aux importants flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations, partiellement contrebalancés par des rachats d'actions totalisant 1,044 G\$. Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2012, le ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles s'est établi à 0,5 fois, ce qui est conforme à l'objectif de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois. Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 4,742 G\$ au 30 septembre 2012, contre 4,428 G\$ au 31 décembre 2011.

### **Activités de financement**

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

### **Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres**

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 60 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 septembre 2012, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 21 % (22 % au 31 décembre 2011). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités opérationnelles.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>30 septembre</b>	31 décembre
	<b>2012</b>	2011
Dette à court terme	<b>741</b>	763
Tranche courante de la dette à long terme	<b>308</b>	12
Dette à long terme	<b>9 424</b>	10 004
Dette totale	<b>10 473</b>	10 779
Moins la trésorerie et ses équivalents	<b>5 448</b>	3 803
Dette nette	<b>5 025</b>	6 976
Capitaux propres	<b>39 989</b>	38 600
Dette totale majorée des capitaux propres	<b>50 462</b>	49 379
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	<b>21</b>	22

## Évolution de la dette nette

Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2012 (en millions de dollars)	T3	CUM
Dette nette au début de la période	5 624	6 976
Diminution de la dette nette	(599)	(1 951)
Dette nette au 30 septembre 2012	5 025	5 025
Diminution de la dette nette		
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	2 740	7 510
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 672)	(4 760)
Produit des cessions, déduction faite des coûts d'acquisition	15	58
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(184)	(382)
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options	(312)	(1 043)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et autres	(260)	303
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	272	265
	599	1 951

La dette nette de Suncor s'établissait à 5,025 G\$ au 30 septembre 2012, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011. Au cours des neuf premiers mois de 2012, la dette nette a diminué de 1,951 G\$, en raison principalement des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, et de l'incidence du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain sur la réévaluation de la dette à long terme. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le montant remis aux actionnaires dans le cadre de rachats d'actions et du versement de dividendes.

## Placements à court terme

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et équivalents de trésorerie. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois, et toutes les contreparties aux placements devront avoir une notation élevée. Au 30 septembre 2012, l'échéance moyenne pondérée du portefeuille de placements à court terme était d'environ 51 jours.

## Actions ordinaires

### Actions en circulation

30 septembre 2012 (en milliers)	
Actions ordinaires	1 534 728
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	48 744
Options sur actions ordinaires – exerçables	31 070

Au 26 octobre 2012, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 531 259 296 et le nombre total d'options sur actions ordinaires, exerçables et non exerçables, en circulation s'élevait à 48 457 896. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

## Rachats d'actions

Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (l'« offre publique de rachat de 2011 »), aux termes de laquelle elle était autorisée à racheter de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1 G\$ entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012.

Au cours du troisième trimestre de 2012, Suncor a racheté, aux termes de l'offre publique de rachat de 2011, 8 806 900 actions au prix moyen de 30,43 \$ chacune, pour un coût de rachat totalisant 268 M\$. Au cours des neuf premiers mois de 2012, elle a racheté, aux termes de l'offre publique de rachat de 2011, 33 032 400 actions ordinaires au prix moyen de 30,28 \$ chacune, pour un coût de rachat totalisant 1 G\$.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, la Société a annoncé qu'elle avait obtenu des organismes de réglementation canadiens l'autorisation de lancer un programme lui permettant d'émettre des options de vente visant ses actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2011. Aux termes de ce programme, Suncor était autorisée à émettre des options de vente en faveur d'une institution financière canadienne. Ces options de vente permettaient à l'acquéreur de vendre à Suncor, à la date d'expiration des options et au prix convenu à la date de leur émission, un nombre préétabli d'actions ordinaires de Suncor.

La Société n'a émis aucune option de vente au cours du troisième trimestre de 2012, mais elle a reçu une prime totalisant 1,3 M\$ pour avoir émis 1 250 000 options de vente au cours du deuxième trimestre de 2012. Aucune action n'a été rachetée par suite de l'exercice d'options de vente, la totalité des options ayant expiré sans avoir été exercées. Au moment où elle émettait une option de vente, Suncor comptabilisait un passif d'un montant équivalant au prix d'exercice, et elle réduisait les capitaux propres du même montant. Lorsque les options n'étaient pas exercées, le montant du passif était repris et crédité aux capitaux propres. Le montant de la prime en trésorerie que Suncor recevait en contrepartie des options de vente qu'elle émettait était comptabilisé en augmentation des capitaux propres et présenté dans le tableau consolidé des flux de trésorerie en diminution du montant de trésorerie payé pour le rachat des actions ordinaires aux fins d'annulation. Les primes que Suncor reçoit en échange de l'émission d'options de vente n'ont aucune incidence sur son résultat net.

Au cours du troisième trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (l'« offre publique de rachat de 2012 »), aux termes de laquelle elle est autorisée à racheter de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1 G\$. L'offre publique de rachat de 2012 a été lancée le 20 septembre 2012 et prendra fin au plus tard le 19 septembre 2013. Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 38 392 005 actions ordinaires, ce qui représentait environ 2,5 % des actions ordinaires émises et en circulation au 14 septembre 2012. Le nombre réel d'actions ordinaires pouvant être rachetées aux termes de l'offre publique de rachat de 2012 et le moment des rachats seront établis par la Société. Suncor a par la suite annoncé qu'elle avait conclu, avec un courtier désigné, un plan de rachat prédéfini permettant le rachat de ses actions ordinaires durant les périodes prévues et non prévues d'interdiction de négociation. Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire de l'avis d'intention de procéder à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités auprès du service des relations avec les investisseurs de la Société.

Au cours du troisième trimestre de 2012, la Société a racheté, dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012, 1 353 000 actions au prix moyen de 32,52 \$ chacune, pour un coût de rachat totalisant 44 M\$. En date du 26 octobre 2012, la Société avait racheté, aux termes de l'offre publique de rachat de 2012, une tranche supplémentaire de

3 655 800 actions au prix moyen de 32,83 \$ chacune pour un coût total de rachat de 120 M\$, après la fin du troisième trimestre de 2012.

	Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2012 T3 CUM		Période de 12 mois close le 31 décembre 2011
<b>Rachats d'actions</b> (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées directement	10 160	34 386	17 128
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—	—
	10 160	34 386	17 128
<b>Coûts de rachat d'actions</b> (en millions de dollars)			
Coût de rachat	312	1 044	500
Prime des options reçue	—	(1)	—
	312	1 043	500
<b>Prix de rachat moyen pondéré par action, déduction faite de la prime des options</b> (en dollars)			
	30,71	30,33	29,19

### **Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés**

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor a fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion de 2011, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. Depuis le 31 décembre 2011, il n'y a pas eu de changement important aux montants présentés dans le tableau résumant les obligations contractuelles, les engagements, les garanties et les arrangements non comptabilisés. La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence notable, actuelle ou future, sur sa situation financière, ses résultats opérationnels, sa situation de trésorerie ou ses dépenses en immobilisations.

## 8. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, sur lesquels peuvent influencer de façon importante les travaux de maintenance planifiés majeurs, comme ceux qui ont été menés à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production au troisième trimestre de 2012 et ceux qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2011, et les travaux de maintenance non planifiés, comme ceux qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 2 au premier semestre de 2012.

### Sommaire des résultats opérationnels

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010
<b>Production totale (kbep/j)</b>								
Sables pétrolifères	<b>378,9</b>	337,8	341,1	356,8	362,5	277,2	360,6	363,8
Exploration et production	<b>156,4</b>	204,6	221,2	219,7	183,5	182,8	240,7	261,8
	<b>535,3</b>	542,4	562,3	576,5	546,0	460,0	601,3	625,6
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances <sup>(1)</sup>	<b>9 512</b>	9 599	9 653	9 906	10 235	9 255	8 943	8 982
Autres produits	<b>89</b>	123	105	60	184	77	132	358
	<b>9 601</b>	9 722	9 758	9 966	10 419	9 332	9 075	9 340
<b>Résultat net</b>	<b>1 555</b>	333	1 457	1 427	1 287	562	1 028	1 286
par action ordinaire – de base (en dollars)	<b>1,01</b>	0,21	0,93	0,91	0,82	0,36	0,65	0,82
par action ordinaire – dilué (en dollars)	<b>1,01</b>	0,20	0,93	0,91	0,76	0,31	0,65	0,82
<b>Résultat opérationnel<sup>(2)</sup></b>	<b>1 303</b>	1 258	1 329	1 427	1 789	980	1 478	808
par action ordinaire – de base <sup>(2)</sup> (en dollars)	<b>0,85</b>	0,81	0,85	0,91	1,14	0,62	0,94	0,52
<b>Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>(2)</sup></b>	<b>2 740</b>	2 344	2 426	2 650	2 721	1 982	2 393	2 132
par action ordinaire – de base <sup>(2)</sup> (en dollars)	<b>1,78</b>	1,51	1,55	1,69	1,73	1,26	1,52	1,36
<b>RCI<sup>(2)</sup> (% sur 12 mois)</b>	<b>12,5</b>	14,3	14,8	13,8	13,4	11,1	12,5	11,4
<b>Information sur les actions ordinaires (en dollars)</b>								
Dividende par action ordinaire	<b>0,13</b>	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	<b>32,34</b>	29,44	32,59	29,38	26,76	37,80	43,48	38,28
Bourse de New York (\$ US)	<b>32,85</b>	28,95	32,70	28,83	25,44	39,10	44,84	38,29

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

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie provenant des 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.

### Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	92,20	93,50	102,95	94,05	89,75	102,55	94,10	85,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	109,50	108,90	118,35	109,00	113,40	117,30	104,95	86,50
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	11,90	9,85	9,45	5,55	14,80	14,05	15,65	10,85
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	84,70	84,45	92,80	98,20	92,50	103,85	88,40	80,70
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	21,75	22,90	21,45	10,45	17,65	17,65	22,85	18,10
Condensat à Edmonton	\$ US/b	96,00	99,40	110,00	108,70	101,65	112,40	98,35	85,70
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	2,20	1,85	2,50	3,45	3,70	3,75	3,80	3,60
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/b	37,80	31,95	25,80	22,80	36,45	29,25	19,40	12,20
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/b	35,15	27,85	18,80	19,20	33,30	29,70	16,45	9,20
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/b	38,15	37,90	27,70	26,45	36,50	29,35	21,40	13,50
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/b	33,95	29,30	25,45	20,40	33,10	27,30	18,50	8,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	1,00	0,99	1,00	0,98	1,02	1,03	1,01	0,99
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	1,02	0,98	1,00	0,98	0,95	1,04	1,03	1,01

(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 relativement aux régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

### Éléments importants ou exceptionnels ayant une incidence sur le résultat net

En plus d'avoir subi l'incidence de la variation des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, le résultat net des huit derniers trimestres a varié par suite des événements ou des ajustements non récurrents suivants :

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties après impôt de 694 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Syrie par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales. La Société a cessé la comptabilisation de la totalité de la production et des produits des activités ordinaires tirés de ses actifs en Syrie au quatrième trimestre de 2011.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur après impôt de 514 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Libye par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales. La production a redémarré avec succès dans tous les principaux champs en Libye au premier trimestre de 2012.
- Le résultat net du premier trimestre de 2011 reflétait un ajustement de 442 M\$ de la charge d'impôt différé découlant d'une hausse, par le gouvernement du Royaume-Uni, du taux d'imposition s'appliquant aux profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.
- Dans le cadre de son réalignement stratégique qui a suivi la fusion avec Petro-Canada, Suncor s'est départie de plusieurs actifs non essentiels du secteur Exploration et production en 2010 et en 2011. La diminution des volumes de production en 2011 et au deuxième semestre de 2010 était en partie attribuable à la cession de ces actifs. De plus, les profits et les pertes qui ont découlé de la cession de ces actifs ont eu des effets non récurrents sur le résultat net des trimestres au cours desquels ils ont été enregistrés.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2010 tenait compte d'un profit après impôt de 186 M\$ au titre de la nouvelle détermination de la participation directe de Suncor dans le champ pétrolifère Terra Nova et d'un recouvrement de redevances après impôt de 93 M\$ ayant trait à la modification du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume.

## 9. AUTRES ÉLÉMENTS

### Méthodes comptables

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

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

(diminution en millions de dollars)	Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2012	
	T3	CUM
Produits bruts	(259)	(827)
Achats de pétrole brut et de produits	(259)	(827)
Résultat net	—	—

### Estimations comptables critiques

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

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

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

### **Instruments financiers**

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change, et pour optimiser la position de la Société à l'égard des versements d'intérêt. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de produits réels et des échanges financiers pour dégager des produits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers connexes, se reporter à la note 28 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011, qui est intégrée par renvoi aux présentes.

### **Environnement de contrôle**

Selon leur évaluation au 30 septembre 2012, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédés de la Société à l'égard de la présentation de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) fournissent à la Société l'assurance que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, résumées et présentées dans les délais fixés par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. De plus, en date du 30 septembre 2012, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 2012, aucun changement ayant nui considérablement ou pouvant, selon des estimations raisonnables, nuire considérablement au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (selon la définition des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

En raison de l'agitation politique qu'a connue la Libye et des événements qui ont cours en Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de tous ses actifs dans ces pays et ne peut déterminer si certaines de ses installations s'y trouvant ont été endommagées. Suncor évalue de façon continue l'environnement de contrôle dans ces pays, dans la mesure où les lois applicables le permettent, et elle ne croit pas que les changements survenus ont eu une incidence importante sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'ensemble.

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

### **Prévisions de la Société**

Suncor a mis à jour ses prévisions pour 2012, qui avaient auparavant été publiées le 24 juillet 2012. Le communiqué de Suncor daté du 31 octobre 2012, également déposé sur le site de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), contient les prévisions mises à jour de la Société.

## 10. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat opérationnel, le RCI, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures hors PCGR sont calculées et présentées de façon uniforme d'une période à l'autre. Des éléments d'ajustement particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

### **Résultat opérationnel**

Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat opérationnel pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière consolidée » du présent rapport de gestion.

### **Rendement du capital investi (RCI)**

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition des investissements de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne, sur 13 mois, du solde du capital investi au début de la période de 12 mois et des soldes de fin de mois du capital investi durant le reste de la période de 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets d'envergure en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets d'envergure en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts capitalisés se rapportant aux projets d'envergure qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en voie d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets d'envergure 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)		2012	2011
Ajustements du résultat net		<b>4 772</b>	4 163
Résultat net			
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants : (Profit)			
perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains		<b>(393)</b>	63
Charge d'intérêts		<b>47</b>	119
	A	<b>4 426</b>	4 345
Capital investi au début de la période de 12 mois			
Dette nette		<b>7 678</b>	11 598
Capitaux propres		<b>37 613</b>	34 143
		<b>45 291</b>	45 741
Capital investi à la fin de la période de 12 mois			
Dette nette		<b>5 025</b>	7 678
Capitaux propres		<b>39 989</b>	37 613
		<b>45 014</b>	45 291
Capital moyen investi	B	<b>45 263</b>	45 102
RCI, y compris les projets d'envergure en cours (%)	A/B	<b>9,8</b>	9,6
Coûts capitalisés moyens liés aux projets d'envergure en cours	C	<b>9 799</b>	12 667
RCI, à l'exclusion des projets d'envergure en cours (%)	A/(B-C)	<b>12,5</b>	13,4

**Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles**

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR pour tenir compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et le calendrier de paiement des taxes sur l'essence et de 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 pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Résultat net	<b>535</b>	837	<b>88</b>	420	<b>708</b>	479	<b>224</b>	(449)	<b>1 555</b>	1 287
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>503</b>	337	<b>231</b>	360	<b>117</b>	112	<b>45</b>	25	<b>896</b>	834
Impôt sur le résultat différé	<b>187</b>	295	<b>(22)</b>	80	<b>199</b>	100	<b>27</b>	(68)	<b>391</b>	407
Augmentation des passifs (Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>25</b>	23	<b>15</b>	16	<b>1</b>	—	<b>4</b>	—	<b>45</b>	39
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	—	—	—	—	<b>(289)</b>	610	<b>(289)</b>	610
Perte (profit) à la cession d'actifs	<b>(2)</b>	—	<b>(1)</b>	—	<b>(2)</b>	(17)	<b>22</b>	2	<b>17</b>	(15)
Rémunération fondée sur des actions	<b>3</b>	—	<b>(1)</b>	(56)	<b>(4)</b>	(1)	<b>(1)</b>	—	<b>(3)</b>	(57)
Frais de prospection	<b>85</b>	(98)	<b>13</b>	(18)	<b>44</b>	(65)	<b>48</b>	(72)	<b>190</b>	(253)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	—	<b>65</b>	9	—	—	—	—	<b>65</b>	9
Autres	<b>(78)</b>	(118)	<b>(5)</b>	(4)	<b>(6)</b>	(3)	—	—	<b>(89)</b>	(125)
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	<b>(2)</b>	9	<b>(18)</b>	(6)	<b>3</b>	6	<b>(21)</b>	(24)	<b>(38)</b>	(15)
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	<b>1 256</b>	1 285	<b>365</b>	801	<b>1 060</b>	611	<b>59</b>	24	<b>2 740</b>	2 721
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	<b>256</b>	(377)	<b>(168)</b>	(337)	<b>52</b>	784	<b>(492)</b>	(374)	<b>(352)</b>	(304)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles	<b>1 512</b>	908	<b>197</b>	464	<b>1 112</b>	1 395	<b>(433)</b>	(350)	<b>2 388</b>	2 417

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	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Résultat net	<b>1 498</b>	1 813	<b>(10)</b>	22	<b>1 681</b>	1 419	<b>176</b>	(377)	<b>3 345</b>	2 877
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>1 412</b>	982	<b>1 557</b>	1 561	<b>340</b>	326	<b>126</b>	60	<b>3 435</b>	2 929
Impôt sur le résultat différé	<b>623</b>	625	<b>26</b>	384	<b>461</b>	402	<b>(45)</b>	(89)	<b>1 065</b>	1 322
Augmentation des passifs	<b>83</b>	67	<b>47</b>	53	<b>3</b>	2	<b>4</b>	—	<b>137</b>	122
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>(272)</b>	362	<b>(272)</b>	362
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	<b>(1)</b>	—	—	(14)	<b>31</b>	(77)	<b>30</b>	(91)
(Profit) perte à la cession d'actifs	<b>(29)</b>	106	<b>(1)</b>	40	<b>(8)</b>	(11)	<b>(1)</b>	(1)	<b>(39)</b>	134
Rémunération fondée sur des actions	<b>78</b>	(66)	<b>11</b>	(12)	<b>38</b>	(40)	<b>44</b>	(63)	<b>171</b>	(181)
Frais de prospection	—	—	<b>124</b>	28	—	—	—	—	<b>124</b>	28
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(310)</b>	(345)	<b>(22)</b>	(13)	<b>(13)</b>	(8)	—	—	<b>(345)</b>	(366)
Autres	<b>(38)</b>	(27)	<b>(33)</b>	3	<b>7</b>	(36)	<b>(77)</b>	20	<b>(141)</b>	(40)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles	<b>3 317</b>	3 155	<b>1 698</b>	2 066	<b>2 509</b>	2 040	<b>(14)</b>	(165)	<b>7 510</b>	7 096
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	<b>(816)</b>	(629)	<b>(88)</b>	389	<b>12</b>	13	<b>1 053</b>	316	<b>161</b>	89
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	<b>2 501</b>	2 526	<b>1 610</b>	2 455	<b>2 521</b>	2 053	<b>1 039</b>	151	<b>7 671</b>	7 185

### Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et les coûts des charges d'alimentation du gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire, iii) la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits opérationnels, et iv) l'incidence de la variation de l'évaluation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société peut présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Un rapprochement des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères figure à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion.

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

	Trimestre clos le 30 septembre 2011		Période de neuf mois close le 30 septembre 2011	
	en millions de dollars	\$/b	en millions de dollars	\$/b
Charges opérationnelles décaissées, montant déjà établi	1 104	36,60	3 288	40,40
Éléments ajoutés au calcul des charges opérationnelles décaissées :				
Programmes de sécurité	7		23	
Éléments supprimés du calcul des charges opérationnelles décaissées :				
Coût des charges d'alimentation du gaz naturel destiné aux procédés de valorisation secondaire	(16)		(40)	
Augmentation des passifs	(16)		(48)	
Diluant acheté	—		(40)	
Charges opérationnelles décaissées après retraitement, montant présenté dans le présent rapport de gestion	1 079	35,75	3 183	39,10

## 11. MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière des informations qui étaient à notre disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés et en fonction de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations de la réserve et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevance applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats opérationnels et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « 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 :

- les facteurs ayant entraîné la diminution des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères au cours des neuf premiers mois de 2012 devraient continuer d'avoir une incidence au quatrième trimestre de 2012;
- la qualité du minerai de bitume devrait continuer de s'améliorer au quatrième trimestre de 2012 par rapport à celle rencontrée au cours des six premiers mois de 2012;

- la production à Terra Nova devrait reprendre à la fin novembre.

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

- la Société achèvera les travaux de maintenance planifiés à l'égard de la tour de fractionnement sous vide de l'usine de valorisation 2 en 2013.

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

- la production aux puits de la quatrième phase de Firebag démarrera à la fin du quatrième trimestre de 2012;
- le coût de la quatrième phase de Firebag sera inférieur d'environ 10 % aux prévisions budgétaires actuelles de 2,0 G\$;
- la capacité de traitement du bitume du complexe Firebag sera d'environ 180 000 b/j et la Société exploitera le complexe intégré de Firebag comme s'il s'agissait d'un seul et même site afin d'optimiser la production, la maintenance, la fiabilité et les coûts;
- l'attente de Suncor selon laquelle le projet MNU permettra d'accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux de la Société d'environ 10 %, principalement grâce à la nouvelle unité d'hydrotraitement de naphta, et de stabiliser la capacité de valorisation secondaire en offrant une plus grande souplesse opérationnelle pendant les travaux de maintenance planifiés et non planifiés;
- le projet d'extension de Mildred Lake permettra de prolonger la durée de vie de la mine Mildred Lake d'environ 10 ans et Syncrude entend déposer les demandes d'autorisation réglementaire en 2014;
- les dépenses en immobilisations de 2012 devraient être inférieures aux prévisions budgétaires de 7,5 M\$;
- la société procédera à la mise en service des unités de cogénération de la quatrième phase de Firebag au quatrième trimestre de 2012;
- le pipeline chauffé destiné au transport du bitume que la Société prévoit mettre en service au deuxième trimestre de 2013 acheminera le bitume de Firebag jusqu'au terminal Athabasca du secteur Sables pétrolières – Activités de base de Suncor sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un diluant;
- la construction de nouvelles plateformes de puits soutiendra la production existante provenant de MacKay River et de Firebag au cours des années à venir;
- les examens détaillés entrepris par Suncor à l'égard de l'usine de valorisation Voyageur et des projets d'exploitation minière de Fort Hills et de Joslyn North serviront de fondement aux décisions d'approbation des dépenses et influenceront sur l'échéancier de ces décisions;
- la Société prévoit reprendre le forage de prospection en Libye au cours du premier trimestre de 2013;
- les propriétaires de la coentreprise chargée du projet Hebron prendront une décision quant à l'autorisation des dépenses liées au projet vers la fin de 2012 ou au début de 2013, et le paiement de dédommagement de 150 M\$ (dont 34 M\$ revenant à Suncor) devant être versée à la province de Terre-Neuve-et-Labrador sera effectué en 2016, sous réserve de la décision qui aura été prise relativement à l'autorisation des dépenses.

Autres éléments :

- l'évaluation par la Société de la dépréciation des actifs en Syrie, y compris les pertes de valeur et les sorties comptabilisées au deuxième trimestre de 2012 et la détermination de la valeur comptable de ces actifs au 30 septembre 2012;
- l'appréciation par la Société de la situation en Libye, y compris les montants comptabilisés à titre de pertes de valeur au deuxième trimestre de 2011;
- le fait que la direction soit d'avis que Suncor disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations prévu pour 2012 et satisfaire à ses besoins à court terme et à long terme en matière de fonds de roulement au moyen de ses soldes de trésorerie et des placements à court terme existants, des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles qui seront générés d'ici la fin de l'exercice 2012, des facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi que des émissions de papier commercial et des émissions de débentures ou de billets à long terme auxquelles elle peut procéder, et qu'elle pourra obtenir, au besoin, suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises;
- le fait que la direction soit d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- la prévision de la Société selon laquelle l'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements devraient avoir une notation élevée;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait une incidence notable sur la situation financière, les résultats opérationnels, la situation de trésorerie ou les dépenses en immobilisations de la Société.

Les énoncés et les renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables 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 pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; notre dépendance à l'égard de la capacité de production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; les charges opérationnelles soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région de Wood Buffalo en Alberta et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume); le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

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

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite d'attaques de pirates informatiques ou

*de cyberterroristes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.*

*Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du rapport de gestion et à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2011, dans la notice annuelle de 2011 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au [www.sedar.com](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.*

**États consolidés du résultat global**

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	2011	2012	2011
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 3)	9 512	10 235	28 764	28 433
Autres produits (note 4)	89	184	317	393
	<b>9 601</b>	<b>10 419</b>	<b>29 081</b>	<b>28 826</b>
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	4 141	5 017	12 630	13 329
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	2 277	1 814	6 761	6 039
Transport	171	193	491	547
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur (note 5)	896	834	3 435	2 929
Prospection	97	17	238	106
Perte (profit) à la cession d'actifs	(3)	(57)	(39)	134
Frais de démarrage de projets	17	59	40	142
Charges (produits) de financement (note 8)	(260)	609	(130)	580
	<b>7 336</b>	<b>8 486</b>	<b>23 426</b>	<b>23 806</b>
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>2 265</b>	<b>1 933</b>	<b>5 655</b>	<b>5 020</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>				
Exigible	319	239	1 245	821
Différé	391	407	1 065	1 322
	<b>710</b>	<b>646</b>	<b>2 310</b>	<b>2 143</b>
<b>Résultat net</b>	<b>1 555</b>	<b>1 287</b>	<b>3 345</b>	<b>2 877</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Ajustement de différences de conversion	(135)	157	(116)	198
Différences de conversion reclassées au résultat net	—	—	—	14
Couvertures de flux de trésorerie reclassées en résultat net	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 22 \$ (71 \$ en 2011) et de 78 \$ (81 \$ en 2011) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre, respectivement	(65)	(210)	(209)	(236)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(201)</b>	<b>(53)</b>	<b>(326)</b>	<b>(24)</b>
<b>Résultat global</b>	<b>1 354</b>	<b>1 234</b>	<b>3 019</b>	<b>2 853</b>
<b>Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)</b>				
De base	1,01	0,82	2,16	1,83
Dilué	1,01	0,76	2,15	1,75
Dividendes en trésorerie	0,13	0,11	0,37	0,32

Se reporter aux notes annexes.

Pour obtenir plus d'information concernant Suncor Énergie, consultez notre site Web à l'adresse [www.suncor.com](http://www.suncor.com).

**États consolidés de la situation financière**

(non audité)

(en millions de dollars)	<b>30 sept. 2012</b>	31 déc. 2011
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>5 448</b>	3 803
Débiteurs	<b>5 052</b>	5 412
Stocks	<b>3 745</b>	4 205
Impôt sur le résultat à recouvrer	<b>779</b>	704
Total de l'actif courant	<b>15 024</b>	14 124
Immobilisations corporelles, montant net	<b>54 659</b>	52 589
Prospection et évaluation	<b>4 035</b>	4 554
Autres actifs	<b>315</b>	311
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	<b>3 132</b>	3 139
Actifs d'impôt différé	<b>78</b>	60
Total de l'actif	<b>77 243</b>	74 777
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dette à court terme	<b>741</b>	763
Tranche courante de la dette à long terme	<b>308</b>	12
Créditeurs et charges à payer	<b>7 527</b>	7 755
Tranche courante des provisions	<b>1 150</b>	811
Impôt à payer	<b>1 276</b>	969
Total du passif courant	<b>11 002</b>	10 310
Dette à long terme	<b>9 424</b>	10 004
Autres passifs non courants	<b>2 284</b>	2 392
Provisions	<b>3 823</b>	3 752
Passifs d'impôt différé	<b>10 721</b>	9 719
Capitaux propres	<b>39 989</b>	38 600
Total du passif et des capitaux propres	<b>77 243</b>	74 777

Se reporter aux notes annexes.

**Tableaux consolidés des flux de trésorerie**

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	2011	2012	30 septembre 2011
<b>Activités opérationnelles</b>				
Résultat net	<b>1 555</b>	1 287	<b>3 345</b>	2 877
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>896</b>	834	<b>3 435</b>	2 929
Impôt sur le résultat différé	<b>391</b>	407	<b>1 065</b>	1 322
Désactualisation	<b>45</b>	39	<b>137</b>	122
Perte (profit) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(289)</b>	610	<b>(272)</b>	362
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	<b>17</b>	(15)	<b>30</b>	(91)
Perte (profit) à la cession d'actifs	<b>(3)</b>	(57)	<b>(39)</b>	134
Rémunération fondée sur des actions	<b>190</b>	(253)	<b>171</b>	(181)
Prospection	<b>65</b>	9	<b>124</b>	28
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(89)</b>	(125)	<b>(345)</b>	(366)
Autres	<b>(38)</b>	(15)	<b>(141)</b>	(40)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	<b>(352)</b>	(304)	<b>161</b>	89
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>2 388</b>	2 417	<b>7 671</b>	7 185
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	<b>(1 670)</b>	(1 519)	<b>(4 754)</b>	(5 036)
Acquisitions	—	—	—	(842)
Produit de la cession d'actifs	<b>15</b>	77	<b>58</b>	3 035
Autres placements	<b>(2)</b>	(1)	<b>(6)</b>	1
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	<b>92</b>	(54)	<b>142</b>	(10)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	<b>(1 565)</b>	(1 497)	<b>(4 560)</b>	(2 852)
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette à court terme	<b>(24)</b>	28	<b>(22)</b>	(1 205)
Variation nette de la dette à long terme	<b>(5)</b>	(4)	<b>(12)</b>	(14)
Remboursement de la dette à long terme	—	(500)	—	(500)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	<b>12</b>	22	<b>179</b>	207
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 7)	<b>(312)</b>	(141)	<b>(1 043)</b>	(141)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	<b>(196)</b>	(170)	<b>(561)</b>	(494)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	<b>(525)</b>	(765)	<b>(1 459)</b>	(2 147)
<b>Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>298</b>	155	<b>1 652</b>	2 186
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	<b>(16)</b>	35	<b>(7)</b>	24
Trésorerie et équivalents au début de la période	<b>5 166</b>	3 097	<b>3 803</b>	1 077
<b>Trésorerie et équivalents à la fin de la période</b>	<b>5 448</b>	3 287	<b>5 448</b>	3 287
<b>Information supplémentaire sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	<b>65</b>	60	<b>382</b>	434
Impôt sur le résultat payé	<b>474</b>	277	<b>1 095</b>	587

Se reporter aux notes annexes.

**États consolidés des variations des capitaux propres**

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Différence de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2010	20 188	507	(451)	14	14 934	35 192	1 565 489
Résultat net	—	—	—	—	2 877	2 877	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	212	—	—	212	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(236)	(236)	—
Résultat global	—	—	212	—	2 641	2 853	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	299	(53)	—	—	—	246	8 875
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	10	—	—	—	(10)	—	275
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(65)	—	—	—	(76)	(141)	(4 962)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(61)	—	—	—	(64)	(125)	—
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	81	—	—	—	81	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	1	—	—	—	1	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(494)	(494)	—
30 septembre 2011	20 371	536	(239)	14	16 931	37 613	1 569 677
31 décembre 2011	20 303	545	(207)	14	17 945	38 600	1 558 636
Résultat net	—	—	—	—	3 345	3 345	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	(116)	—	—	(116)	—
Variation nette des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(209)	(209)	—
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 (note 7)	(447)	—	—	—	(596)	(1 043)	(34 385)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions (note 7)	(121)	—	—	—	(179)	(300)	—
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	78	—	—	—	78	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(561)	(561)	—
<b>30 septembre 2012</b>	<b>19 987</b>	<b>579</b>	<b>(323)</b>	<b>13</b>	<b>19 733</b>	<b>39 989</b>	<b>1 534 728</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 portent notamment sur la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société visent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun.

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

### 2. MODE DE PRÉSENTATION

#### a) Déclaration de conformité

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

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés reposent sur les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées et en vigueur au 31 octobre 2012, date à laquelle le comité d'audit a approuvé les états financiers au nom du conseil d'administration.

#### b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est décrit dans la présentation des méthodes comptables dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Ces méthodes comptables ont été appliquées uniformément pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers.

#### c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

#### d) Recours à des estimations et à des jugements

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque les événements futurs se concrétisent. Les estimations et hypothèses significatives utilisées dans la préparation des états financiers sont décrites dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

### 3. INFORMATION SECTORIELLE

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

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et incluses, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert; ces montants sont éliminés à la consolidation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre									
	Sables pétrolifères <sup>(1)</sup>		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	2 229	2 129	1 093	1 490	6 720	7 135	29	21	10 071	10 775
Produits intersectoriels	823	927	51	52	59	5	(933)	(984)	—	—
Moins les redevances	(262)	(237)	(297)	(303)	—	—	—	—	(559)	(540)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	2 790	2 819	847	1 239	6 779	7 140	(904)	(963)	9 512	10 235
Autres produits	6	19	7	11	7	23	69	131	89	184
	<b>2 796</b>	<b>2 838</b>	<b>854</b>	<b>1 250</b>	<b>6 786</b>	<b>7 163</b>	<b>(835)</b>	<b>(832)</b>	<b>9 601</b>	<b>10 419</b>
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	46	9	5	135	5 016	5 831	(926)	(958)	4 141	5 017
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 372	1 178	182	154	605	492	118	(10)	2 277	1 814
Transport	99	102	29	26	51	59	(8)	6	171	193
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	503	337	231	360	117	112	45	25	896	834
Prospection	2	1	95	16	—	—	—	—	97	17
Perte (profit) à la cession d'actifs	3	—	(1)	(56)	(4)	(1)	(1)	—	(3)	(57)
Frais de démarrage de projets	16	59	—	—	1	—	—	—	17	59
Charges (produits) de financement	33	19	20	(6)	3	(7)	(316)	603	(260)	609
	<b>2 074</b>	<b>1 705</b>	<b>561</b>	<b>629</b>	<b>5 789</b>	<b>6 486</b>	<b>(1 088)</b>	<b>(334)</b>	<b>7 336</b>	<b>8 486</b>
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>722</b>	<b>1 133</b>	<b>293</b>	<b>621</b>	<b>997</b>	<b>677</b>	<b>253</b>	<b>(498)</b>	<b>2 265</b>	<b>1 933</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	—	1	227	119	90	98	2	21	319	239
Différé	187	295	(22)	82	199	100	27	(70)	391	407
	<b>187</b>	<b>296</b>	<b>205</b>	<b>201</b>	<b>289</b>	<b>198</b>	<b>29</b>	<b>(49)</b>	<b>710</b>	<b>646</b>
<b>Résultat net</b>	<b>535</b>	<b>837</b>	<b>88</b>	<b>420</b>	<b>708</b>	<b>479</b>	<b>224</b>	<b>(449)</b>	<b>1 555</b>	<b>1 287</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	<b>1 113</b>	<b>1 129</b>	<b>387</b>	<b>189</b>	<b>147</b>	<b>120</b>	<b>23</b>	<b>81</b>	<b>1 670</b>	<b>1 519</b>

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolières <sup>(1)</sup>		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	6 437	6 174	4 434	4 462	19 621	19 303	58	47	30 550	29 986
Produits intersectoriels	2 340	2 496	477	418	145	46	(2 962)	(2 960)	—	—
Moins les redevances	(619)	(521)	(1 167)	(1 032)	—	—	—	—	(1 786)	(1 553)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	8 158	8 149	3 744	3 848	19 766	19 349	(2 904)	(2 913)	28 764	28 433
Autres produits	20	26	47	(4)	16	67	234	304	317	393
	8 178	8 175	3 791	3 844	19 782	19 416	(2 670)	(2 609)	29 081	28 826
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	151	364	259	441	15 215	15 404	(2 995)	(2 880)	12 630	13 329
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	4 063	3 751	653	574	1 696	1 572	349	142	6 761	6 039
Transport	274	287	95	86	150	172	(28)	2	491	547
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 412	982	1 557	1 561	340	326	126	60	3 435	2 929
Prospection	53	49	185	57	—	—	—	—	238	106
Perte (profit) à la cession d'actifs	(29)	106	(1)	40	(8)	(11)	(1)	(1)	(39)	134
Frais de démarrage de projets	38	142	—	—	2	—	—	—	40	142
Charges (produits) de financement	94	55	54	44	1	(2)	(279)	483	(130)	580
	6 056	5 736	2 802	2 803	17 396	17 461	(2 828)	(2 194)	23 426	23 806
<b>Résultat avant impôt</b>	2 122	2 439	989	1 041	2 386	1 955	158	(415)	5 655	5 020
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	1	1	973	634	244	134	27	52	1 245	821
Différé	623	625	26	385	461	402	(45)	(90)	1 065	1 322
	624	626	999	1 019	705	536	(18)	(38)	2 310	2 143
<b>Résultat net</b>	1 498	1 813	(10)	22	1 681	1 419	176	(377)	3 345	2 877
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	3 383	3 830	908	611	394	412	69	183	4 754	5 036

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

Les chiffres comparatifs de la période précédente ont été reclassés afin de faciliter la comparaison avec les chiffres présentés pour la période à l'étude. L'incidence est la suivante :

(Augmentation (diminution), en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2011	Période de neuf mois close le 30 septembre 2011
Produits des activités ordinaires, montant brut	(259)	(827)
Achats de pétrole brut et de produits	(259)	(827)
Résultat net	—	—

#### 4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Activités de gestion des risques	<b>2</b>	17	<b>1</b>	(3)
Négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	<b>33</b>	56	<b>161</b>	211
Profits (pertes) à l'évaluation des stocks	<b>(4)</b>	18	<b>21</b>	(27)
Produit financier et produit d'intérêts	<b>19</b>	35	<b>55</b>	131
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	<b>19</b>	18	<b>45</b>	50
Autres	<b>20</b>	40	<b>34</b>	31
	<b>89</b>	184	<b>317</b>	393

#### 5. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

##### *Syrie*

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

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

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

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a aussi sorti le reste de ses débiteurs en Syrie (67 M\$). Une provision de 64 M\$ avait été comptabilisée au 31 décembre 2011.

Compte tenu de ces pertes de valeur, la valeur comptable de l'actif net de la société en Syrie au 30 septembre 2012 s'élevait à environ 250 M\$.

Aucune autre perte de valeur n'a été comptabilisée au troisième trimestre de 2012, car la Société n'a relevé aucun indice susceptible de changer son évaluation globale de la dépréciation.

##### *Libye*

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

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

Aucune autre perte de valeur ni reprise de perte de valeur n'a été comptabilisée au troisième trimestre de 2012, car la Société n'a relevé aucun indice susceptible de changer son évaluation globale de la dépréciation.

## 6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	<b>19</b>	20	<b>78</b>	81
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	<b>199</b>	(276)	<b>230</b>	(165)
	<b>218</b>	(256)	<b>308</b>	(84)

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

En septembre 2012, la Société a réalisé son premier programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et d'options de vente et a aussi annoncé une deuxième offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat aux fins d'annulation d'au plus 1 G\$ de ses actions ordinaires entre le 20 septembre 2012 et le 19 septembre 2013.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la Société a racheté 34,4 millions (5,0 millions en 2011) de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 1 043 M\$ (141 M\$ en 2011), déduction faite de la prime des options de 1,3 M\$ (néant en 2011) comptabilisée dans le capital-actions. Une tranche de 447 M\$ (65 M\$ en 2011) de ce montant a été imputée au capital-actions et une tranche de 596 M\$ (76 M\$ en 2011), aux résultats non distribués.

La Société a aussi comptabilisé un passif de 300 M\$ pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction des opérations de négociation de titres à l'interne prévue aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant. Du passif comptabilisé, 121 M\$ ont été imputés au capital-actions et 179 M\$, aux résultats non distribués.

## 8. CHARGES (PRODUIT) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2012	30 septembre 2011	2012	30 septembre 2011
Intérêts sur la dette	<b>162</b>	153	<b>488</b>	485
Intérêts capitalisés	<b>(138)</b>	(150)	<b>(444)</b>	(402)
Charge d'intérêts	<b>24</b>	3	<b>44</b>	83
Désactualisation	<b>45</b>	39	<b>137</b>	122
Perte (profit) de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(289)</b>	610	<b>(272)</b>	362
Écarts de change et autres	<b>(40)</b>	(43)	<b>(39)</b>	13
	<b>(260)</b>	609	<b>(130)</b>	580

## 9. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

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

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

## 10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2012	2011	2012	2011
Résultat net	<b>1 555</b>	1 287	<b>3 345</b>	2 877
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions <sup>(1)</sup>	—	(84)	<b>(6)</b>	(98)
Résultat net dilué	<b>1 555</b>	1 203	<b>3 339</b>	2 779
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 536</b>	1 573	<b>1 550</b>	1 572
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	<b>2</b>	9	<b>4</b>	12
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	<b>1 538</b>	1 582	<b>1 554</b>	1 584
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	<b>1,01</b>	0,82	<b>2,16</b>	1,83
Résultat dilué par action	<b>1,01</b>	0,76	<b>2,15</b>	1,75

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

**Sommaire trimestriel des résultats opérationnels**

(non audité)

	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011	
<b>Sables pétrolifères</b>								
<b>Production totale</b> (kb/j)	<b>378,9</b>	337,8	341,1	356,8	362,5	<b>352,7</b>	333,5	339,3
<b>Production, à l'exclusion de Syncrude</b>								
Total (kb/j)	<b>341,3</b>	309,2	305,7	326,5	326,6	<b>318,8</b>	297,4	304,7
Firebag (kb/j de bitume)	<b>113,0</b>	95,8	83,6	71,7	54,8	<b>97,5</b>	55,5	59,5
MacKay River (kb/j de bitume)	<b>17,0</b>	32,0	31,0	29,7	29,0	<b>26,6</b>	30,2	30,0
<b>Ventes</b> (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	<b>104,4</b>	98,9	89,5	109,9	80,4	<b>97,6</b>	77,2	85,5
Diesel	<b>28,7</b>	27,0	32,8	36,1	30,7	<b>29,5</b>	20,3	24,3
Brut léger sulfureux	<b>175,9</b>	110,9	183,0	158,1	194,6	<b>156,7</b>	174,9	170,6
Bitume	<b>36,4</b>	56,7	27,5	14,5	24,0	<b>40,2</b>	27,2	24,0
<b>Total des ventes</b>	<b>345,4</b>	293,5	332,8	318,6	329,7	<b>324,0</b>	299,6	304,4
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup> (\$/b)								
Brut léger peu sulfureux	<b>87,84</b>	88,18	98,57	103,51	95,75	<b>91,26</b>	96,10	98,50
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	<b>77,73</b>	73,79	88,14	94,07	81,65	<b>80,27</b>	82,04	84,93
Total	<b>80,79</b>	78,64	90,95	97,33	85,09	<b>83,58</b>	85,67	88,74
<b>Charges opérationnelles</b> (\$/b)								
Charges décaissées	<b>31,85</b>	37,60	36,25	37,05	34,35	<b>35,10</b>	37,15	37,10
Gaz naturel	<b>1,50</b>	1,40	1,85	1,95	1,40	<b>1,60</b>	1,95	1,95
<b>Charges opérationnelles décaissées*</b> <sup>(2)</sup>	<b>33,35</b>	39,00	38,10	39,00	35,75	<b>36,70</b>	39,10	39,05
Frais de démarrage de projets	<b>0,55</b>	0,75	0,05	0,70	1,95	<b>0,45</b>	1,75	1,45
<b>Total des charges opérationnelles décaissées</b> <sup>(3)</sup>	<b>33,90</b>	39,75	38,15	39,70	37,70	<b>37,15</b>	40,85	40,50
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion	<b>14,55</b>	15,05	14,15	11,55	9,90	<b>14,60</b>	10,20	10,55
<b>Total des charges opérationnelles</b> <sup>(4)</sup>	<b>48,45</b>	54,80	52,30	51,25	47,60	<b>51,75</b>	51,05	51,05
<b>Charges opérationnelles – production de bitume in situ seulement</b> (\$/b)								
Charges décaissées	<b>14,60</b>	17,75	18,80	23,75	21,25	<b>16,95</b>	18,65	20,10
Gaz naturel	<b>3,40</b>	3,05	3,65	5,15	5,55	<b>3,35</b>	5,55	5,40
<b>Charges opérationnelles décaissées*</b> <sup>(5)</sup>	<b>18,00</b>	20,80	22,45	28,90	26,80	<b>20,30</b>	24,20	25,50
Frais de démarrage de projets	<b>0,70</b>	0,20	(1,25)	0,50	6,30	<b>(0,05)</b>	5,20	3,90
<b>Total des charges opérationnelles décaissées</b> <sup>(6)</sup>	<b>18,70</b>	21,00	21,20	29,40	33,10	<b>20,25</b>	29,40	29,40
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>12,45</b>	11,70	8,55	9,90	7,05	<b>11,00</b>	6,30	7,35
<b>Total des charges opérationnelles</b> <sup>(7)</sup>	<b>31,15</b>	32,70	29,75	39,30	40,15	<b>31,25</b>	35,70	36,75
<b>Production de Syncrude</b>								
(kb/j)	<b>37,6</b>	28,6	35,4	30,3	35,9	<b>33,9</b>	36,1	34,6
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup> (\$/b)	<b>90,24</b>	90,61	98,82	105,33	98,35	<b>93,32</b>	100,80	101,80
<b>Charges opérationnelles**</b> (\$/b)								
Charges décaissées	<b>33,40</b>	52,15	32,25	45,85	38,20	<b>38,25</b>	36,80	38,80
Gaz naturel	<b>0,95</b>	0,95	1,25	1,65	1,45	<b>1,05</b>	1,65	1,65
<b>Charges opérationnelles décaissées*</b> <sup>(2)</sup>	<b>34,35</b>	53,10	33,50	47,50	39,65	<b>39,30</b>	38,45	40,45
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total des charges opérationnelles décaissées</b> <sup>(3)</sup>	<b>34,35</b>	53,10	33,50	47,50	39,65	<b>39,30</b>	38,45	40,45
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>13,80</b>	17,15	14,80	16,05	11,75	<b>15,10</b>	15,45	15,60
<b>Total des charges opérationnelles</b> <sup>(4)</sup>	<b>48,15</b>	70,25	48,30	63,55	51,40	<b>54,40</b>	53,90	56,05

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

**Sommaire trimestriel des résultats opérationnels** (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 sept. 2012	30 sept. 2011	31 déc. 2011
<b>Exploration et production</b>								
<b>Production totale</b> (kbep/j)	<b>156,4</b>	204,6	221,2	219,7	183,5	<b>193,8</b>	202,4	206,7
<b>Amérique du Nord (activités terrestres)</b>								
<b>Production</b>								
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>279</b>	294	323	335	346	<b>298</b>	365	357
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	<b>5,5</b>	5,1	5,8	5,0	4,8	<b>5,5</b>	5,2	5,1
Production totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	<b>312</b>	325	358	365	375	<b>331</b>	396	388
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup>								
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>2,15</b>	1,63	2,03	3,18	3,52	<b>1,94</b>	3,66	3,55
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	<b>72,91</b>	79,25	84,34	90,58	83,98	<b>78,91</b>	83,57	85,30
<b>Côte Est du Canada</b>								
<b>Production</b> (kb/j)								
Terra Nova	—	13,3	19,6	14,3	19,4	<b>10,9</b>	16,9	16,2
Hibernia	<b>15,7</b>	31,0	28,7	30,2	32,0	<b>25,1</b>	31,1	30,9
White Rose	<b>7,0</b>	5,5	17,0	18,9	17,7	<b>9,8</b>	18,4	18,5
	<b>22,7</b>	49,8	65,3	63,4	69,1	<b>45,8</b>	66,4	65,6
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup> (\$/b)	<b>108,49</b>	104,25	122,31	111,77	111,30	<b>113,50</b>	109,23	108,42
<b>International</b>								
<b>Production</b> (kbep/j)								
<i>Mer du Nord</i>								
Buzzard	<b>41,9</b>	57,9	57,0	55,0	33,1	<b>52,2</b>	38,8	42,9
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	5,1	3,8
<i>Autres – International</i>								
Libye	<b>39,8</b>	42,7	39,2	24,6	—	<b>40,6</b>	8,0	12,1
Syrie	—	—	—	15,9	18,8	—	18,1	17,6
	<b>81,7</b>	100,6	96,2	95,5	51,9	<b>92,8</b>	70,0	76,4
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup> (\$/bep)								
Buzzard	<b>104,06</b>	103,18	111,83	106,41	111,60	<b>106,55</b>	104,59	105,18
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	92,49	92,49
Autres – International	<b>107,32</b>	109,44	118,47	102,42	93,94	<b>111,64</b>	92,30	95,76

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

**Sommaire trimestriel des résultats opérationnels** (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 sept. 2012	30 sept. 2011	31 déc. 2011
<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	20,2	20,2	19,2	20,1	21,4	19,8	21,1	20,9
Distillats	12,5	10,7	11,2	12,2	12,7	11,5	12,9	12,8
Total des ventes de carburants de transport	32,7	30,9	30,4	32,3	34,1	31,3	34,0	33,7
Produits pétrochimiques	1,7	2,3	2,2	1,7	2,3	2,1	2,2	2,1
Asphalte	3,5	2,2	1,6	2,2	3,5	2,4	2,5	2,4
Autres	4,9	7,0	4,4	4,6	4,4	5,4	5,7	5,3
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>42,8</b>	<b>42,4</b>	<b>38,6</b>	<b>40,8</b>	<b>44,3</b>	<b>41,2</b>	<b>44,4</b>	<b>43,5</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	32,6	30,6	30,3	30,7	32,3	31,2	32,4	32,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)*****	92	87	86	90	94	88	95	94
<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	21,3	20,8	19,4	19,7	19,7	20,5	18,5	18,8
Distillats***	18,2	18,8	18,4	17,5	18,7	18,5	17,6	17,6
Total des ventes de carburants de transport	39,5	39,6	37,8	37,2	38,4	39,0	36,1	36,4
Asphalte	1,9	1,8	1,2	1,1	1,9	1,6	1,2	1,2
Autres	3,3	3,7	2,5	2,5	2,1	3,2	1,9	2,0
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>44,7</b>	<b>45,1</b>	<b>41,5</b>	<b>40,8</b>	<b>42,4</b>	<b>43,8</b>	<b>39,2</b>	<b>39,6</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	37,6	37,3	36,4	32,8	36,2	37,1	32,8	32,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)*****	101	101	98	90	100	100	91	91

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

**Sommaire trimestriel des résultats opérationnels** (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 sept. 2012	30 sept. 2011	31 déc. 2011
<b>Revenus nets</b>								
<b>Amérique du Nord (activités terrestres)</b> (\$/kpi <sup>3</sup> e)								
Prix moyen obtenu <sup>(8)</sup>	<b>3,81</b>	3,48	3,98	4,54	4,82	<b>3,76</b>	4,90	4,81
Redevances	<b>(0,28)</b>	(0,20)	(0,24)	(0,48)	(0,48)	<b>(0,24)</b>	(0,49)	(0,48)
Frais de transport	<b>(0,35)</b>	(0,34)	(0,27)	(0,23)	(0,26)	<b>(0,32)</b>	(0,24)	(0,23)
Charges opérationnelles	<b>(1,63)</b>	(1,56)	(1,48)	(1,66)	(1,71)	<b>(1,55)</b>	(1,51)	(1,55)
Revenus opérationnels nets	<b>1,55</b>	1,38	1,99	2,17	2,37	<b>1,65</b>	2,66	2,55
<b>Côte Est du Canada</b> (\$/b)								
Prix moyen obtenu <sup>(8)</sup>	<b>112,91</b>	106,73	123,73	114,35	112,84	<b>115,80</b>	111,03	110,31
Redevances	<b>(31,16)</b>	(38,83)	(34,72)	(36,95)	(33,56)	<b>(35,61)</b>	(33,53)	(34,49)
Frais de transport	<b>(4,42)</b>	(2,48)	(1,42)	(2,58)	(1,54)	<b>(2,30)</b>	(1,80)	(1,89)
Charges opérationnelles	<b>(33,17)</b>	(12,71)	(8,53)	(9,36)	(6,69)	<b>(14,12)</b>	(7,35)	(8,04)
Revenus opérationnels nets	<b>44,16</b>	52,71	79,06	65,46	71,05	<b>63,77</b>	68,35	65,89
<b>Mer du Nord – Buzzard</b> (\$/b)								
Prix moyen obtenu <sup>(8)</sup>	<b>106,35</b>	105,55	114,13	108,43	113,65	<b>108,87</b>	106,58	107,18
Frais de transport	<b>(2,29)</b>	(2,37)	(2,30)	(2,02)	(2,05)	<b>(2,32)</b>	(1,99)	(2,00)
Charges opérationnelles	<b>(8,24)</b>	(3,36)	(4,80)	(3,64)	(6,34)	<b>(5,29)</b>	(5,21)	(4,71)
Revenus opérationnels nets	<b>95,82</b>	99,82	107,03	102,77	105,26	<b>101,26</b>	99,38	100,47
<b>Mer du Nord – Autres</b> (\$/bep)								
Prix moyen obtenu <sup>(8)</sup>	—	—	—	—	—	—	94,86	94,86
Frais de transport	—	—	—	—	—	—	(2,37)	(2,37)
Charges opérationnelles	—	—	—	—	—	—	(17,82)	(17,82)
Revenus opérationnels nets	—	—	—	—	—	—	74,67	74,67
<b>International – Autres</b> (\$/bep)								
Prix moyen obtenu <sup>(8)</sup>	<b>107,67</b>	109,79	118,84	102,68	94,23	<b>112,00</b>	92,62	96,06
Redevances	<b>(61,02)</b>	(57,50)	(67,13)	(54,06)	(46,89)	<b>(61,75)</b>	(55,01)	(54,69)
Frais de transport	<b>(0,35)</b>	(0,35)	(0,37)	(0,26)	(0,29)	<b>(0,36)</b>	(0,32)	(0,30)
Charges opérationnelles	<b>(1,13)</b>	(2,76)	(1,86)	(7,52)	(6,84)	<b>(1,93)</b>	(6,35)	(6,75)
Revenus opérationnels nets	<b>45,17</b>	49,18	49,48	40,84	40,21	<b>47,96</b>	30,94	34,32

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

## Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

### Mesures financières hors PCGR

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

### Définitions

- |  |   |
|--|---|
| (1) Prix de vente moyen  | – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.   |
| (2) Charges opérationnelles décaissées   | – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des frais de restructuration). Se reporter au rapport de gestion pour un rapprochement de cette mesure financière hors PCGR. |
| (3) Charges opérationnelles décaissées totales                                       | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage de projets.   |
| (4) Charges opérationnelles totales  | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie.   |
| (5) Charges opérationnelles décaissées – production de bitume <i>in situ</i>         | – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des frais de restructuration). Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement.   |
| (6) Charges opérationnelles décaissées totales – production de bitume <i>in situ</i> | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées – production de bitume <i>in situ</i> , telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage de projets. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement.                       |
| (7) Charges opérationnelles totales – production de bitume <i>in situ</i>            | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales – production de bitume <i>in situ</i> , telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement.                       |
| (8) Prix moyen obtenu  | – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les frais de transport et les redevances, et exclut l'incidence des activités de couverture.  |

### Notes explicatives

- \* Les charges opérationnelles décaissées antérieures ont été retraitées afin de rendre compte de la révision de la définition des charges opérationnelles décaissées. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion.
- \*\* Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- \*\*\* Les volumes de ventes de distillats présentés antérieurement ont été ajustés afin de retirer certains volumes de ventes provenant du secteur Sables pétrolifères.
- \*\*\*\* En date du 1<sup>er</sup> janvier 2012, la capacité nominale de la raffinerie de Montréal (Québec) a été augmentée à 137 kb/j et celle de la raffinerie de Commerce City (Colorado), à 98 kb/j. Les taux d'utilisation n'ont pas été recalculés.

### ***Abréviations***

kb/j	–	milliers de barils par jour
kpi <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
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.

1 m<sup>3</sup> (mètre cube) = environ 6,29 barils



C.P. 2844, 150 - 6<sup>th</sup> Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3  
téléphone : 403 296-8000 télécopieur : 403 296-3030 info@suncor.com www.suncor.com