



## QUATRIÈME TRIMESTRE 2012

Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 décembre 2012

Le 5 février 2013

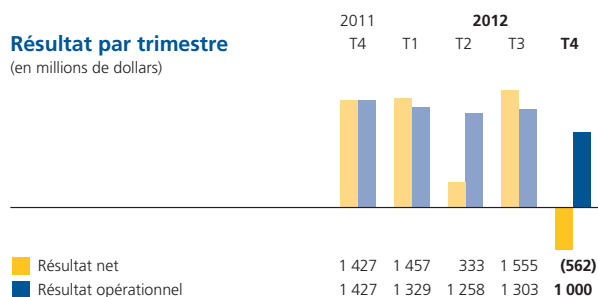
# Résultats du quatrième trimestre de Suncor Énergie

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 présent rapport aux actionnaires (le présent document). Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du présent document.

- Résultat opérationnel<sup>1)</sup> de 1,000 G\$ (0,65 \$ par action ordinaire) et résultat net correspondant à une perte de 562 M\$ (0,37 \$ par action ordinaire), qui tient compte d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur.
- Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>1)</sup> de 2,235 G\$ (1,46 \$ par action ordinaire).
- Production moyenne de 378 700 barils par jour (b/j) pour le secteur Sables pétrolifères. Production moyenne totale de 556 500 barils équivalent pétrole par jour (bep/j).
- Résultat net et flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles annuels records pour le secteur Raffinage et commercialisation grâce à la baisse du coût des charges d'alimentation provenant du secteur Sables pétrolifères.
- Obtention de l'autorisation des dépenses liées au projet Hebron mené au large de la province de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Croissance de 72 % de la production du complexe Firebag par rapport à celle du quatrième trimestre de 2011 et coût de la quatrième phase d'agrandissement maintenant estimé à environ 15 % de moins que prévu initialement.

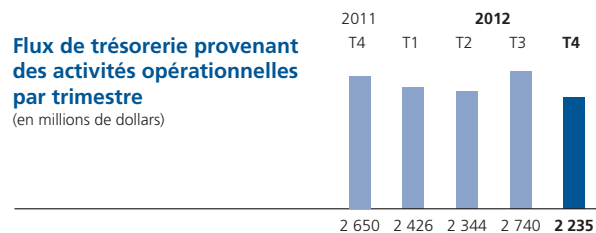
### Résultat par trimestre

(en millions de dollars)



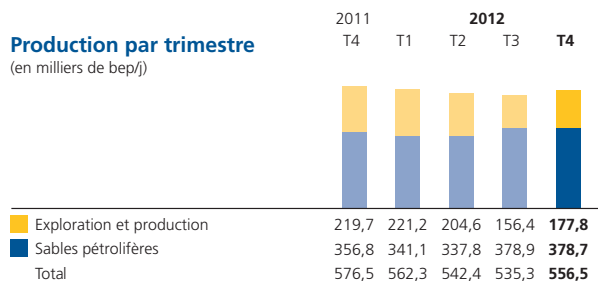
### Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles par trimestre

(en millions de dollars)



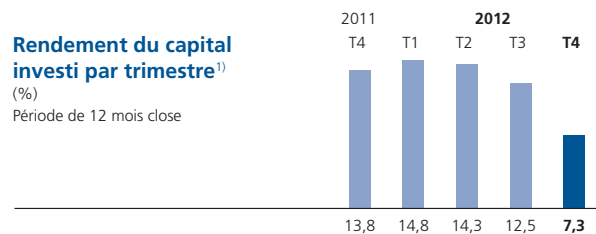
### Production par trimestre

(en milliers de bep/j)



### Rendement du capital investi par trimestre<sup>1)</sup>

(%)



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 présent document.

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat opérationnel de 1,000 G\$ (0,65 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 1,427 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2011. La baisse du résultat opérationnel par rapport au quatrième trimestre de 2011 est principalement attribuable à la diminution du prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères, à la composition des ventes du secteur Sables pétrolifères, lesquelles ont porté sur une plus faible proportion de pétrole brut synthétique peu sulfureux, ainsi qu'au fléchissement de la production provenant des actifs extracôtiers attribuable aux travaux de maintenance planifiés effectués à l'égard de ceux-ci. Suncor est parvenue une fois de plus à neutraliser en majeure partie l'incidence de la diminution des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères grâce à l'intégration de ses raffineries terrestres qui ont bénéficié de coûts de charges d'alimentation moins élevés.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,235 G\$ (1,46 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2012, contre 2,650 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2011. Cette baisse des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont fait fléchir le résultat opérationnel.

Suncor a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 562 M\$ (0,37 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 1,427 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2011. Cette perte tient compte d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur. Le rendement du capital investi (RCI) (à l'exclusion des projets d'envergure en cours) s'est établi à 7,3 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012, contre 13,8 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011. La perte de valeur comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur a eu une incidence d'environ 4 % sur le RCI.

« Notre modèle intégré et l'accent que nous mettons sur l'excellence opérationnelle continuent d'ajouter de la valeur à Suncor, a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. Premièrement, si nous avons pu générer des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de près de 10 G\$ en 2012, c'est en grande partie grâce à notre capacité à dégager des marges par l'intégration de nos charges d'alimentation provenant des sables pétrolifères avec nos raffineries terrestres. Deuxièmement, les efforts que nous avons consacrés à l'atteinte de l'excellence opérationnelle nous ont permis d'augmenter de 5 000 barils par jour la capacité de traitement nominale de notre raffinerie d'Edmonton. Enfin, nous avons enregistré pour l'exercice un volume record pour notre production de sables pétrolifères et notre production totale de pétrole, et notre gestion prudente des coûts devrait nous permettre de réduire d'environ 15 % les dépenses d'investissement liées à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag. »

La production totale en amont de Suncor s'est établie en moyenne à 556 500 bep/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 576 500 bep/j en moyenne au quatrième trimestre de 2011.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude) se sont chiffrés en moyenne à 342 800 b/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 326 500 b/j au quatrième trimestre de 2011. Cette hausse de la production du secteur Sables pétrolifères s'explique essentiellement par l'accroissement de la production de Firebag, en partie contrebalancé par l'incidence des travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à l'égard des installations de valorisation. À Firebag, la production moyenne de bitume a augmenté pour atteindre 123 400 b/j au quatrième trimestre de 2012, contre 113 000 b/j au troisième trimestre de 2012 et 71 700 b/j au quatrième trimestre de 2011.

Pour le quatrième trimestre de 2012, les charges opérationnelles décaissées<sup>1)</sup> du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 38,00 \$ par baril en moyenne, par rapport à celles de 39,00 \$ par baril inscrites au quatrième trimestre de 2011. Les charges opérationnelles décaissées par baril ont diminué en raison de l'accroissement des volumes de production par suite de l'intensification de la production de Firebag au cours du trimestre écoulé par rapport au quatrième trimestre de 2011, les charges opérationnelles décaissées totales étant demeurées stables.

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

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude représente un volume de production moyen de 35 900 b/j pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 30 300 b/j pour le quatrième trimestre de 2011.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 177 800 bep/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 219 700 bep/j au quatrième trimestre de 2011. Ce recul est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance planifiés menés à bien à Buzzard et à Terra Nova au quatrième trimestre de 2012 et aux retards subséquents dans le redémarrage de la production, à l'arrêt continu des activités de la Société en Syrie en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales, ainsi qu'au fléchissement de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la reprise des activités en Libye.

« Bien que nous soyons satisfaits de notre approche disciplinée et de notre performance en matière de coûts, nous sommes conscients que certains volets de notre exploitation nécessitent des améliorations, a ajouté M. Williams. La fiabilité de nos installations de valorisation des sables pétrolifères a été décevante, de même que les retards liés aux travaux de révision menés à Terra Nova. Cela dit, nous demeurons déterminés à maintenir l'excellence opérationnelle afin d'améliorer notre performance à ces égards. »

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a affiché des ventes de produits raffinés totalisant en moyenne 87 000 mètres cubes par jour pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 81 600 mètres cubes par jour pour le quatrième trimestre de 2011. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence qu'avait eue, au quatrième trimestre de 2011, le recul de la production de la raffinerie d'Edmonton par suite de l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers de la raffinerie. Encore ce trimestre, le secteur a dégagé un solide résultat grâce à la diminution du coût des charges d'alimentation des raffineries terrestres de Suncor et au taux élevé d'utilisation des raffineries. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Suncor a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton pour la faire passer de 135 000 b/j à 140 000 b/j, et ce, en raison de la fiabilité éprouvée de la raffinerie et de l'amélioration continue de son efficacité opérationnelle.

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

La Société a fait l'annonce d'un budget d'investissement et de prospection de 7,3 G\$ pour 2013. De ce montant, environ 3,3 G\$ devraient être affectés aux projets de croissance, une attention soutenue étant accordée à une approche disciplinée en matière d'investissement et à la réalisation de projets à rendement élevé. Près de la moitié des investissements de croissance de Suncor est consacrée à l'avancement des projets du secteur Exploration et production, y compris les projets Hebron et Golden Eagle ainsi que le forage de développement et l'aménagement d'installations visant d'autres actifs au large de la côte Est du Canada. Les dépenses de croissance engagées par le secteur Sables pétrolifères sont réparties de manière équilibrée entre les projets de développement du secteur Coentreprises des sables pétrolifères, l'aménagement de nouvelles infrastructures destinées à accroître la souplesse commerciale et la capacité de transport, et le début des travaux liés à divers projets de désengorgement. Il est prévu que les dépenses de croissance engagées par le secteur Raffinage et commercialisation seront principalement affectées à des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir des charges d'alimentation en pétrole brut de l'Ouest canadien.

Tel qu'il a été annoncé précédemment, Suncor a entrepris, en collaboration avec ses partenaires, des examens détaillés de chacun des projets de croissance planifiés de son secteur Coentreprise des Sables pétrolifères, en accordant une attention particulière aux coûts et à la qualité en vue de maximiser la valeur à long terme pour les actionnaires.

En ce qui concerne le projet d'exploitation minière Fort Hills, les partenaires s'attendent à ce qu'une décision concernant l'autorisation des dépenses liées au projet soit prise au cours du deuxième semestre de 2013. La Société compte fournir plus de renseignements en ce qui a trait à l'autorisation des dépenses liées au projet Joslyn dès qu'une date se précisera.

Suncor estime que les perspectives économiques sont peu propices en ce qui concerne le projet de l'usine de valorisation Voyageur. Suncor et son partenaire continuent de travailler assidûment pour trouver une issue au projet. Les partenaires ont envisagé plusieurs pistes de solution, se penchant notamment sur les conséquences de son annulation ou de son

report indéfini. Aucune décision concernant le projet n'a encore été prise officiellement et les partenaires poursuivent leur réflexion afin de parvenir à une décision d'ici la fin du premier trimestre de 2013. La décision de mettre en branle le projet de l'usine de valorisation Voyageur ne peut être prise sans l'approbation des deux partenaires, ce qui signifie, dans le cas de Suncor, son conseil d'administration. Suncor et son partenaire ont convenu de minimiser les dépenses liées au projet, d'ici à ce qu'une décision soit prise.

En raison des perspectives économiques peu propices au projet de l'usine de valorisation Voyageur, la Société a procédé à un test de dépréciation à la clôture du quatrième trimestre de 2012. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets futurs attendus, la Société a inscrit une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$. Compte tenu de cette perte de valeur, la valeur comptable des actifs nets de la Société liés au projet de l'usine de valorisation Voyageur s'établissait à environ 345 M\$ au 31 décembre 2012.

Du côté des activités *in situ*, la Société a mis en service les unités de cogénération de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag au quatrième trimestre, donc plus tôt que prévu, et l'injection de vapeur est en cours aux deux plateformes de puits de la quatrième phase, mis à part deux. La quatrième phase d'agrandissement s'est poursuivie, la Société ayant démarré la production aux puits de pétrole à la fin du quatrième trimestre de 2012, et les installations de traitement centralisé ont fonctionné à 10 % de leur capacité tout au long du trimestre. Le projet, qui tire à sa fin, devrait coûter environ 15 % de moins que ne le prévoyait le plus récent budget, estimé à 2,0 G\$. La Société s'attend à ce que la production de bitume du complexe Firebag augmente en 2013 pour atteindre environ 180 000 b/j d'ici l'an prochain.

Au cours du trimestre, de nouveaux actifs ont été mis en service en vue de soutenir les activités du secteur Sables pétrolifères : le pipeline de Wood Buffalo, qui relie le terminal d'Athabasca de la Société situé à l'usine principale de Fort McMurray à d'autres infrastructures de transport appartenant à des tiers à Cheecham, en Alberta, ainsi que deux des quatre nouveaux réservoirs de stockage devant être érigés à Hardisty, en Alberta, lesquels seront reliés à la canalisation principale d'Enbridge en 2013.

« Nous avons réalisé d'importants progrès au cours du trimestre grâce à la construction de nouvelles infrastructures destinées à améliorer la capacité de transport et la souplesse commerciale de notre secteur Sables pétrolifères, a affirmé M. Williams. Ces avancées, conjuguées à notre modèle intégré, placent Suncor dans une position avantageuse au moment où l'ensemble du secteur tente de relever les défis liés au transport du pétrole provenant des sables pétrolifères vers l'extérieur de l'Alberta. »

Du côté du secteur Côte Est du Canada, la Société et les coentrepreneurs du projet Hebron ont annoncé que les dépenses liées à ce projet, dans lequel Suncor détient une participation de 22,729 %, avaient été autorisées au cours du quatrième trimestre de 2012. Le plan de développement du projet prévoit la construction d'une structure gravitaire en béton soutenant une plateforme intégrée en surface conçue à des fins de production, de forage et d'habitation. La capacité brute de production de pétrole du projet Hebron est estimée à 150 000 b/j. La quote-part des coûts liés au projet qui reviendra à Suncor, selon l'estimation établie par l'exploitant du projet, s'élève à environ 3,2 G\$. Les premiers barils de pétrole sont attendus vers la fin de 2017. À Terra Nova, la production a repris son cours au plus grand des trois centres de forage après que le programme de maintenance à quai a pris fin plus tôt durant l'exercice. Le deuxième centre de forage a été branché en janvier et sa mise en service est en cours. Le troisième centre de forage devrait être rebranché au troisième trimestre de 2013 lorsque les conduites endommagées pourront être remplacées. Malgré les répercussions de cette situation sur la production, la Société s'attend actuellement à produire les volumes prévus.

À l'international, bien que les travaux de maintenance planifiés menés à Buzzard aient été achevés vers la fin du mois d'octobre, le redémarrage de la production a été retardé en raison de pannes d'alimentation électrique. La production dépassait néanmoins les 60 000 bep/j à la fin de 2012, ce qui est supérieur à la cadence de production enregistrée avant l'exécution des travaux de maintenance planifiés. En Libye, Suncor a entrepris des démarches en vue de redémarrer ses activités de forage de prospection au premier trimestre de 2013. Au quatrième trimestre de 2012, la production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 44 400 b/j, ce qui représente le plus important volume de production enregistré depuis la fusion avec Petro-Canada en 2009. Bien que les activités en Syrie n'aient pas encore repris, la Société a reçu, au

cours du trimestre, un produit de 300 M\$ lié à l'atténuation des risques liés à ses actifs dans ce pays. Ce produit pourrait devoir être remboursé advenant le redémarrage des activités en Syrie et il a donc été comptabilisé comme un passif. Par conséquent, Suncor a repris une tranche de 177 M\$ des pertes de valeur qu'elle avait comptabilisées à l'égard de ses actifs en Syrie plus tôt durant l'exercice.

Du côté du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), de nouveaux puits forés dans la formation pétrolière Cardium, dans l'Ouest canadien, ont été raccordés et sont entrés en production en décembre 2012.

Suncor a continué à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachats d'actions. La Société a racheté une tranche de 408 M\$ de ses actions ordinaires au quatrième trimestre de 2012 et a redistribué plus de 2,0 G\$ aux actionnaires en 2012, par la voie de rachats d'actions et de versements de dividendes.

### **Autre élément**

En janvier 2013, la Société a reçu de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») un avis d'intention se rapportant au traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 dans le cadre du règlement de contrats dérivés relatifs à Buzzard. Même si la Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et qu'elle compte contester cette lettre, l'ARC pourrait néanmoins décider d'émettre un avis de nouvelle cotisation dans le but d'augmenter d'environ 1,2 G\$ le montant d'impôt à payer. La Société croit fermement qu'elle sera en mesure de faire valoir sa position fiscale initiale, de sorte qu'aucun impôt supplémentaire ne sera exigible. Toutefois, même si elle dépose un avis de contestation, la Société serait tenue d'effectuer un paiement minimal correspondant à 50 % du montant réclamé dans l'avis de nouvelle cotisation, soit environ 600 M\$, ce montant devant rester dans les comptes jusqu'au règlement du différend.

### **Prévisions de la Société**

Suncor a révisé les prévisions qu'elle avait publiées le 3 décembre 2012. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Suncor a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 135 000 b/j à 140 000 b/j en raison de la fiabilité éprouvée de la raffinerie et de l'amélioration continue de son efficacité opérationnelle. Par conséquent, Suncor a modifié ses prévisions afin de refléter la diminution du taux d'utilisation des raffineries. Les prévisions concernant le volume de production des raffineries n'ont cependant pas été révisées.

Se reporter au site Web de la Société, à l'adresse [www.suncor.com/guidance-fr](http://www.suncor.com/guidance-fr), pour obtenir plus de précisions sur les prévisions révisées de Suncor pour 2013, notamment certaines hypothèses sous-jacentes aux prévisions et d'autres informations.

## RAPPORT DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Le 5 février 2013

### Table des matières

1. Mises en garde	6
2. Faits saillants du quatrième trimestre	8
3. Information financière consolidée	10
4. Résultats sectoriels et analyse	15
5. Mise à jour des dépenses en immobilisations	32
6. Situation financière et situation de trésorerie	35
7. Données financières trimestrielles	38
8. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	39
9. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	42

### 1. MISES EN GARDE

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.

#### 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 »), telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board.

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 écoulé.

#### Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, 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 document. 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 document.

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 document 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	T4	Trimestre clos le 31 décembre
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes de gaz naturel	CUM	Période de 12 mois close le 31 décembre
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 document. 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.

Le présent document 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 document et dans les autres documents d'information de Suncor. Les utilisateurs de ces documents sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent document.

## 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 kbeb selon le même ratio. Les unités de mesure Kpi<sup>3</sup>e, Mpi<sup>3</sup>e, bep et kbeb 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 QUATRIÈME TRIMESTRE

### • Résultats financiers du quatrième trimestre

- Suncor a inscrit un résultat net consolidé correspondant à une perte de 562 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net consolidé de 1,427 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Le résultat net inscrit pour le quatrième trimestre de 2012 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur.
- Le résultat opérationnel<sup>1)</sup> s'est établi à 1,000 G\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 1,427 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Cette baisse du résultat opérationnel est principalement attribuable à la diminution du prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères, à la composition des ventes du secteur Sables pétrolifères, lesquelles ont porté sur une plus faible proportion de pétrole brut synthétique peu sulfureux, ainsi qu'au fléchissement de la production provenant des actifs extracôtiers attribuable aux travaux de maintenance planifiés effectués à l'égard de ceux-ci. Suncor est parvenue une fois de plus à neutraliser en grande partie l'incidence de la diminution des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères grâce à l'intégration de ses raffineries terrestres qui ont bénéficié de coûts de charges d'alimentation moins élevés.
- Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>1)</sup> se sont chiffrés à 2,235 G\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 2,650 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011.
- Le RCI<sup>1)</sup> (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 7,3 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012, en baisse comparativement à celui de 13,8 % dégagé pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011.
- La dette nette s'établissait à 6,632 G\$ au 31 décembre 2012, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011 et 5,025 G\$ au 30 septembre 2012. La dette nette s'est accrue au cours du trimestre, en raison principalement de la hausse des dépenses en immobilisations et de l'augmentation du fonds de roulement hors trésorerie.
- **Allègement des répercussions du recul des prix du brut provenant de l'Ouest canadien grâce au modèle intégré de Suncor.** Malgré la baisse des prix du brut WTI et l'accroissement de l'écart de prix léger/lourd comparativement au quatrième trimestre de 2011, Suncor a continué de tirer profit de son modèle intégré, ses raffineries terrestres ayant dégagé des marges de raffinage élevées en raison du faible coût des charges d'alimentation.
- **Comptabilisation par Suncor d'une réduction de la valeur comptable du projet de l'usine de valorisation Voyageur.** En raison des perspectives économiques peu propices au projet de l'usine de valorisation Voyageur, la Société a procédé à un test de dépréciation. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets futurs attendus, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$.

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



- **Accroissement de la production provenant de Firebag.** Suncor a démarré la production aux puits de pétrole de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag en décembre 2012, donc plus tôt que prévu, et les installations de traitement centralisé de la quatrième phase ont fonctionné à 10 % de leur capacité tout au long du trimestre. La production de bitume de Firebag a augmenté de 72 % pour s'établir en moyenne à 123 400 b/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 71 700 b/j au quatrième trimestre de 2011. La Société s'attend à ce que la production de bitume de Firebag continue d'augmenter en 2013 grâce aux volumes supplémentaires qui seront tirés des nouveaux puits, jusqu'à atteindre environ 180 000 b/j d'ici l'an prochain.
- **Travaux de maintenance des installations de valorisation touchant la production du secteur Sables pétrolifères.** Les travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés aux installations de valorisation principale et secondaire ont eu pour effet de restreindre l'ensemble de la production de pétrole brut synthétique pour le trimestre et ont contribué à une composition des ventes comprenant une proportion moindre de pétrole brut synthétique peu sulfureux.
- **Mise en service d'une nouvelle infrastructure logistique destinée à soutenir les activités du secteur Sables pétrolifères.** Au cours du trimestre, de nouveaux actifs sont entrés en service : le pipeline de Wood Buffalo, qui relie le terminal d'Athabasca de la Société situé à l'usine principale de Fort McMurray à d'autres infrastructures de transport appartenant à des tiers à Cheecham, en Alberta, ainsi que deux des quatre nouveaux réservoirs de stockage devant être érigés à Hardisty, en Alberta, lesquels seront reliés à la canalisation principale d'Enbridge en 2013.
- **Obtention de l'autorisation des dépenses liées au projet Hebron.** Le 31 décembre 2012, les coentrepreneurs du projet Hebron, dans lequel Suncor détient une participation de 22,729 %, ont autorisé la mise en œuvre du plan de développement, lequel prévoit la construction d'une structure gravitaire en béton soutenant une plateforme intégrée en surface conçue à des fins de production, de forage et d'habitation. La capacité brute de production de pétrole du projet Hebron est estimée à 150 000 b/j. La quote-part des coûts liés au projet qui reviendra à Suncor, selon l'estimation établie par l'exploitant du projet, est d'environ 3,2 G\$. Les premiers barils de pétrole sont attendus vers la fin de 2017.
- **Augmentation de la capacité de production de la raffinerie d'Edmonton.** En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Suncor a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, la faisant passer de 135 000 b/j à 140 000 b/j, et ce, en raison de la fiabilité éprouvée de la raffinerie et de l'amélioration continue de son efficacité opérationnelle.
- **Annnonce d'un budget d'investissement et de prospection de 7,3 G\$ pour 2013.** La Société a annoncé un budget d'investissement et de prospection de 7,3 G\$ pour 2013. Environ 3,3 G\$ de ce budget devraient être affectés aux projets de croissance, une attention constante étant accordée à une approche disciplinée en matière d'investissement et à la réalisation de projets à rendement élevé. Près de la moitié des investissements de croissance de Suncor est consacrée à l'avancement des projets du secteur Exploration et production, y compris les projets Hebron et Golden Eagle et le forage de développement et l'aménagement d'installations portant sur d'autres actifs au large de la côte Est du Canada. Les dépenses de croissance engagées par le secteur Sables pétrolifères sont réparties de façon équilibrée entre les projets de développement du secteur Coentreprises des sables pétrolifères, l'aménagement de nouvelles infrastructures destinées à accroître la souplesse commerciale et la capacité de transport, et le début des travaux liés à divers projets de désengorgement. Il est prévu que les dépenses de croissance engagées par le secteur Raffinage et commercialisation seront principalement affectées à des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir des charges d'alimentation en pétrole brut de l'Ouest canadien.

### 3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	<b>(1 040)</b>	790	<b>458</b>	2 603
Exploration et production	<b>148</b>	284	<b>138</b>	306
Raffinage et commercialisation	<b>448</b>	307	<b>2 129</b>	1 726
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>(118)</b>	46	<b>58</b>	(331)
<b>Total</b>	<b>(562)</b>	1 427	<b>2 783</b>	4 304
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>447</b>	835	<b>2 015</b>	2 737
Exploration et production	<b>143</b>	372	<b>850</b>	1 358
Raffinage et commercialisation	<b>448</b>	307	<b>2 144</b>	1 726
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>(38)</b>	(87)	<b>(119)</b>	(147)
<b>Total</b>	<b>1 000</b>	1 427	<b>4 890</b>	5 674
<b>Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>1 090</b>	1 417	<b>4 407</b>	4 572
Exploration et production	<b>529</b>	780	<b>2 227</b>	2 846
Raffinage et commercialisation	<b>641</b>	534	<b>3 150</b>	2 574
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>(25)</b>	(81)	<b>(39)</b>	(246)
<b>Total</b>	<b>2 235</b>	2 650	<b>9 745</b>	9 746

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 document.

#### Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
<b>Volumes de production par secteur</b>				
Sables pétrolifères (kb/j)	<b>378,7</b>	356,8	<b>359,2</b>	339,3
Exploration et production (kbep/j)	<b>177,8</b>	219,7	<b>189,9</b>	206,7
<b>Total (kbep/j)</b>	<b>556,5</b>	576,5	<b>549,1</b>	546,0
<b>Composition de la production</b>				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	<b>92/8</b>	88/12	<b>91/9</b>	87/13
<b>Prix moyens obtenus par secteur</b>				
Sables pétrolifères (\$/b)	<b>77,37</b>	98,02	<b>82,75</b>	90,07
Exploration et production (\$/bep)	<b>83,87</b>	84,67	<b>84,05</b>	79,95

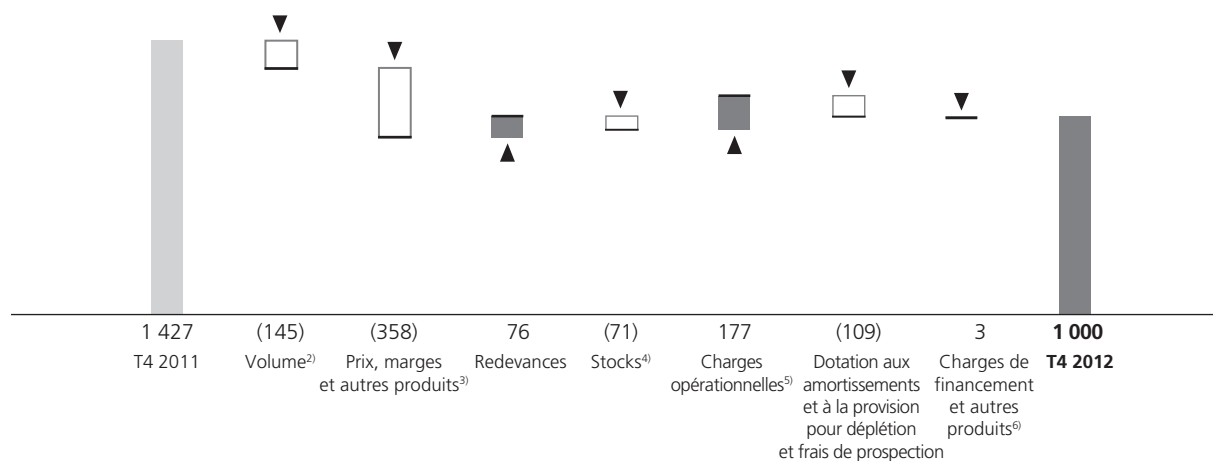
**Rapprochement du résultat opérationnel consolidé<sup>1)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Résultat net présenté	<b>(562)</b>	1 427	<b>2 783</b>	4 304
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>80</b>	(156)	<b>(157)</b>	161
Pertes de valeur (déduction faite des reprises), sorties et provisions <sup>2)</sup>	<b>1 482</b>	115	<b>2 176</b>	629
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>3)</sup>	—	—	<b>88</b>	442
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	31	—	31
Perte sur cessions importantes <sup>4)</sup>	—	10	—	107
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 000</b>	1 427	<b>4 890</b>	5 674

- 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 document.
- 2) Les ajustements de 2012 reflètent les pertes de valeur, déduction faite des reprises, comptabilisées au quatrième trimestre de 2012, tel qu'il est précisé plus loin, ainsi que les pertes de valeur et les sorties d'actifs en Syrie comptabilisées plus tôt en 2012. Les ajustements de 2011 reflétaient les pertes de valeur inscrites à l'égard des actifs en Libye, ainsi que les pertes de valeur et les sorties comptabilisées au quatrième trimestre de 2011, tel qu'il est précisé ci-dessous.
- 3) Reflète les ajustements apportés à l'impôt différé de la Société par suite de l'élimination d'une réduction du taux d'impôt de l'Ontario en 2012 et de l'augmentation du taux d'impôt britannique s'appliquant aux profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord en 2011.
- 4) Les cessions importantes réalisées en 2011 consistent en la cession partielle des participations de la Société dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur et le projet d'exploitation minière Fort Hills et en la vente d'actifs non essentiels situés dans l'Ouest canadien et dans la portion britannique de la mer du Nord.

**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 et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolières et Exploration et production et en fonction du volume des ventes du secteur Raffinage et commercialisation.

- 3) Comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits opérationnels et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.
- 4) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume des actifs en amont en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- 5) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des 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 réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

### **Résultat net et résultat opérationnel**

Suncor a inscrit un résultat net consolidé correspondant à une perte de 562 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net consolidé de 1,427 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Le résultat net consolidé inscrit pour le quatrième trimestre de 2012 a diminué en raison principalement de la perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ comptabilisée à l'égard du projet d'usine de valorisation Voyageur et des mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel et dont il est question ci-après.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 1,000 G\$ pour le quatrième trimestre de 2012, contre 1,427 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Les facteurs défavorables qui suivent font partie de ceux qui ont influé sur le résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011 :

- Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué au quatrième trimestre de 2012 en raison principalement de la baisse des prix de référence du WTI, de la diminution des primes sur le pétrole brut synthétique peu sulfureux comparativement au WTI et de l'augmentation de l'écart de prix léger/lourd, lequel a eu une incidence sur les prix du pétrole brut synthétique sulfureux et du bitume.
- Au quatrième trimestre de 2012, le pétrole brut synthétique peu sulfureux a représenté une moins grande proportion des ventes de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères, ce qui s'explique essentiellement par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés qui ont été exécutés aux installations de valorisation principale et secondaire et par l'accroissement de la production de bitume provenant de Firebag.
- Le volume de production du secteur Exploration et production a fléchi au quatrième trimestre de 2012, en raison surtout des programmes de maintenance planifiés qui se sont déroulés à Buzzard et à Terra Nova, de l'interruption des activités en Syrie et de la baisse de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la reprise des activités en Libye.
- Les charges d'amortissement et de dépréciation et les frais de prospection ont augmenté au quatrième trimestre de 2012, en raison principalement de la récente mise en service de nouveaux actifs du secteur Sables pétrolifères.

L'incidence des facteurs défavorables mentionnés ci-dessus a été atténuée par ce qui suit :

- Les charges opérationnelles ont diminué au quatrième trimestre de 2012, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, de la baisse des coûts non liés à la production et des frais de transport engagés par le secteur Sables pétrolifères, de la réception d'un produit d'assurance lié à l'incendie survenu à un site de forage au premier semestre de 2012 et de la sortie de créances liées à la Syrie comptabilisés au quatrième trimestre de 2011.
- Les redevances ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2012, en raison principalement de la baisse du prix du bitume, lequel sert à établir les redevances sur la production du secteur Sables pétrolifères, et de la diminution du volume de production du secteur Exploration et production qui a résulté des travaux de maintenance planifiés effectués à Terra Nova et de l'interruption des activités en Syrie.

- Les marges de raffinage ont augmenté au quatrième trimestre de 2012, du fait essentiellement de la diminution du coût des charges d'alimentation se rapportant à la production de pétrole brut canadienne et, dans une moindre mesure, de l'accroissement des marges de craquage. Les marges de raffinage se sont toutefois ressenties de la diminution du prix du pétrole brut destiné aux charges d'alimentation qui a été observée sur le marché nord-américain au quatrième trimestre de 2012. Au quatrième trimestre de 2011, les marges de raffinage avaient plutôt bénéficié d'une hausse du prix du brut. Lorsque le prix du brut est à la baisse, les stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation est plus élevé sont vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement moins élevé.

### Ajustements du résultat opérationnel

La perte de change latente après impôt résultant de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains s'est établie à 80 M\$ au quatrième trimestre de 2012. Au quatrième trimestre de 2011, la Société avait inscrit un profit de change latent après impôt de 156 M\$ par suite de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains.

En outre, au quatrième trimestre de 2012 :

- Suncor a procédé à un test de dépréciation, car elle était d'avis que les perspectives économiques étaient susceptibles de compromettre la construction de l'usine de valorisation Voyageur, et elle a inscrit une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ au titre du projet de l'usine de valorisation Voyageur.
- Suncor a repris une tranche de 177 M\$ des pertes de valeur qu'elle avait comptabilisées à l'égard de ses actifs en Syrie plus tôt au cours l'exercice, à la suite d'une nouvelle évaluation de la valeur recouvrable nette de ses actifs qu'elle a réalisée après avoir touché un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques.
- Suncor a inscrit une perte de valeur après impôt de 65 M\$ afin de rendre compte de l'incertitude entourant la mise en valeur future de certains actifs de prospection de ses secteurs Côte Est du Canada et Amérique du Nord (activités terrestres), de même qu'une perte de valeur après impôt de 63 M\$ liée à certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite d'une révision à la baisse des prix prévisionnels.
- Suncor a comptabilisé une provision après impôt de 44 M\$ au titre d'engagements futurs estimatifs relatifs à une capacité pipelinère inutilisée destinée au transport vers les marchés des États-Unis de la production du gaz naturel de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Au quatrième trimestre de 2011 :

- Suncor avait inscrit une perte de valeur après impôt de 68 M\$ à l'égard de certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en raison de la baisse du prix à terme du gaz naturel à ce moment.
- Par suite d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers, Suncor avait comptabilisé des sorties après impôt de 35 M\$ et de 23 M\$ se rapportant respectivement aux stocks de pétrole brut de son secteur Sables pétrolifères et de son secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- Suncor avait comptabilisé, pour son secteur Exploration et production, une provision après impôt de 31 M\$ liée à un différend concernant le versement de redevances ayant trait plus particulièrement à la déductibilité de certains coûts durant une période déterminée précédant la fusion avec Petro-Canada.

**Rémunération fondée sur des actions après impôt, par secteur**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	2011	2012	2011
Sables pétrolifères	<b>16</b>	25	<b>107</b>	4
Exploration et production	<b>2</b>	4	<b>16</b>	7
Raffinage et commercialisation	<b>8</b>	15	<b>54</b>	1
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>7</b>	19	<b>106</b>	8
Charge totale de rémunération fondée sur des actions	<b>33</b>	63	<b>283</b>	20

**Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles**

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,235 G\$ au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 2,650 G\$ au quatrième trimestre de 2011. Cette baisse est essentiellement attribuable à la diminution du prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères, à la composition des ventes du secteur Sables pétrolifères, lesquelles ont porté sur une plus faible proportion de pétrole brut synthétique peu sulfureux, ainsi qu'au fléchissement de la production provenant des actifs extracôtiers attribuable aux travaux de maintenance planifiés effectués à l'égard de ceux-ci.

**Contexte commercial**

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

		Moyenne pour		Moyenne pour	
		les trimestres clos les	2011	les périodes de	2011
		2012	2011	12 mois closes les	31 décembre
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	<b>88,20</b>	94,05	<b>94,20</b>	95,10
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	<b>110,10</b>	109,00	<b>111,70</b>	111,15
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	<b>17,30</b>	5,55	<b>12,15</b>	12,50
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	<b>84,35</b>	98,20	<b>86,60</b>	95,75
WCS à Hardisty	\$ US/baril	<b>70,05</b>	83,60	<b>73,15</b>	77,95
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/baril	<b>18,15</b>	10,45	<b>21,05</b>	17,25
Condensat à Edmonton	\$ US/baril	<b>98,10</b>	108,70	<b>100,75</b>	105,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>3,05</b>	3,40	<b>2,40</b>	3,65
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/baril	<b>35,95</b>	22,80	<b>32,90</b>	27,00
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/baril	<b>27,85</b>	19,20	<b>27,40</b>	24,65
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/baril	<b>29,85</b>	26,45	<b>33,40</b>	28,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/baril	<b>27,35</b>	20,40	<b>29,00</b>	24,80
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>1,00</b>	0,98	<b>1,00</b>	1,01
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	<b>1,01</b>	0,98	<b>1,01</b>	0,98

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

Le secteur Sables pétrolifères a été confronté à un contexte commercial plus difficile au quatrième trimestre de 2012 qu'au quatrième trimestre de 2011, ce qui s'est répercuté sur sa production. Toutefois, grâce à l'intégration de ses raffineries

terrestres dans le secteur Raffinage et commercialisation, Suncor est parvenue à neutraliser en grande partie l'incidence de cette conjoncture peu favorable, grâce à ses coûts de charges d'alimentation moins élevés.

Au quatrième trimestre de 2012, le prix moyen du WTI a enregistré son niveau le plus bas en deux ans et l'écart de prix entre le WTI et le WCS a atteint son niveau le plus élevé. De plus, au quatrième trimestre de 2011, le pétrole brut synthétique peu sulfureux et le pétrole brut léger canadien se sont vendus à plus forte prime par rapport au WTI qu'au quatrième trimestre de 2012. Enfin, les prix obtenus pour le bitume au quatrième trimestre de 2012 ont reculé d'environ 30 % par rapport à la période correspondante de 2011, ce qui reflète la baisse des prix du WTI et l'accroissement de l'écart de prix léger/lourd.

Le contexte commercial pour la production de pétrole brut du secteur Exploration et production, qui est principalement influencé par le prix du pétrole brut Brent, a été plus favorable que le contexte commercial au sein duquel a évolué le secteur Sables pétrolifères. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut Brent au quatrième trimestre de 2012 avoisine celui obtenu au quatrième trimestre de 2011. Au quatrième trimestre de 2012, la prime moyenne réalisée sur le pétrole brut Brent par rapport au WTI a augmenté d'environ 46 % par rapport à la période correspondante de 2011. Le contexte commercial pour les ventes de gaz naturel du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) est demeuré difficile au quatrième trimestre de 2012, le prix de référence AECO ayant enregistré une légère diminution par rapport au quatrième trimestre de 2011. Celui-ci a toutefois augmenté par rapport au troisième trimestre de 2012.

Le secteur Raffinage et commercialisation a continué de bénéficier d'un contexte commercial favorable au quatrième trimestre de 2012. 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. Les marges de craquage ont été plus élevées qu'au quatrième trimestre de 2011 dans tous les principaux marchés où Suncor vend des produits raffinés; elles ont toutefois diminué par rapport à celles dégagées au troisième trimestre de 2012.

## 4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

### SABLES PÉTROLIFÈRES

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Produits bruts	<b>2 725</b>	3 333	<b>11 502</b>	12 003
Moins les redevances	<b>(65)</b>	(278)	<b>(684)</b>	(799)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>2 660</b>	3 055	<b>10 818</b>	11 204
Résultat net	<b>(1 040)</b>	790	<b>458</b>	2 603
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Sables pétrolifères	<b>383</b>	787	<b>1 797</b>	2 425
Coentreprises des Sables pétrolifères	<b>64</b>	48	<b>218</b>	312
	<b>447</b>	835	<b>2 015</b>	2 737
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>1 090</b>	1 417	<b>4 407</b>	4 572

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 document.

Pour le quatrième trimestre de 2012, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 1,040 G\$, en comparaison d'un résultat net de 790 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Le résultat net inscrit pour le quatrième trimestre de 2012 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur.

Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 447 M\$ au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 835 M\$ au quatrième trimestre de 2011. Au quatrième trimestre de 2012, les activités liées aux sables pétrolifères ont contribué à hauteur de 383 M\$ au résultat opérationnel, tandis que les coentreprises des Sables pétrolifères y ont contribué à hauteur de 64 M\$. Le fléchissement du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères est principalement attribuable à la baisse des prix moyens obtenus, à la diminution de l'ensemble des marges attribuable à la composition des ventes et à l'augmentation des charges d'amortissement et de déplétion. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par la diminution des redevances. L'amélioration du résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères rend compte essentiellement de la hausse de la production, partiellement neutralisée par la baisse des prix moyens obtenus.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles liées au secteur Sables pétrolifères se sont établis à 1,090 G\$ au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 1,417 G\$ au quatrième trimestre de 2011. Cette baisse tient principalement au recul des prix moyens obtenus et à la diminution des marges attribuable à la composition des ventes.

## Résultat opérationnel

### Rapprochement du résultat opérationnel

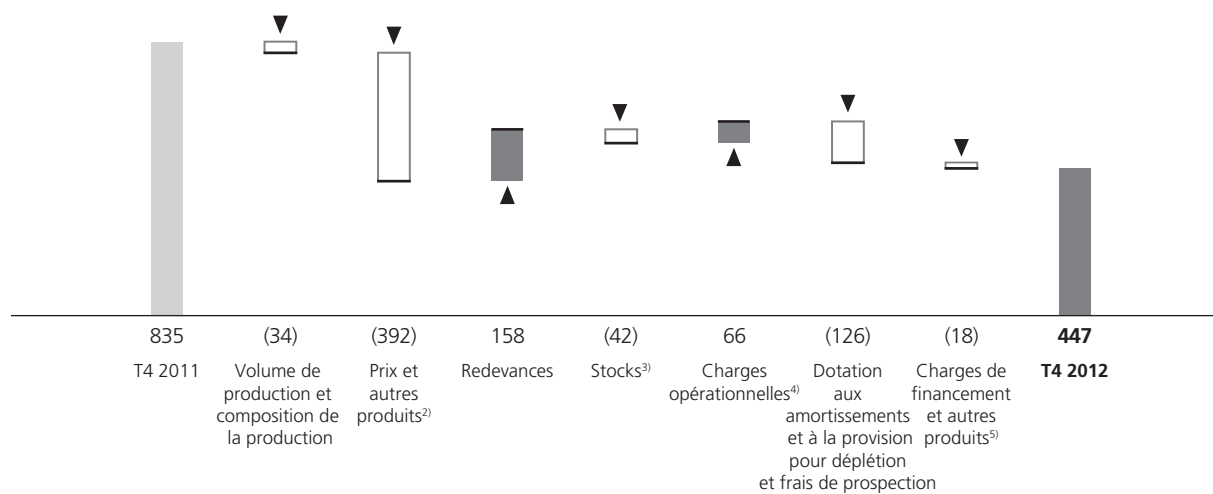
(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Résultat net présenté	<b>(1 040)</b>	790	<b>458</b>	2 603
Pertes de valeur (déduction faite des reprises), sorties et provisions	<b>1 487</b>	35	<b>1 487</b>	35
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	<b>70</b>	—
Perte sur cessions importantes	—	10	—	99
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	<b>447</b>	835	<b>2 015</b>	2 737

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



**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 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux/sulfureux et diesel)	281,1	310,1	276,7	279,7
Bitume non valorisé	61,7	16,4	48,1	25,0
Sables pétrolifères	342,8	326,5	324,8	304,7
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	35,9	30,3	34,4	34,6
<b>Total</b>	<b>378,7</b>	<b>356,8</b>	<b>359,2</b>	<b>339,3</b>

- 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 « Bitume provenant des activités opérationnelles » figurant ci-après.

Le volume de production moyen du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 342 800 b/j au quatrième trimestre de 2012, en hausse comparativement à celui de 326 500 b/j enregistré au quatrième trimestre de 2011, en raison principalement de l'accroissement continu de la production à Firebag.

Les travaux de maintenance planifiés et non planifiés qui ont été exécutés aux installations de valorisation principale et secondaire au quatrième trimestre de 2012 ont eu des répercussions sur le volume de production total et sur la composition des produits du trimestre. Le volume de produits valorisés s'est établi à 281 100 b/j au quatrième trimestre de 2012, en baisse par rapport à celui de 310 100 b/j enregistré au quatrième trimestre de 2011. Par suite de l'exécution des travaux de maintenance aux installations de valorisation et de l'accroissement de la production à Firebag, la production de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 61 700 b/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 16 400 b/j au quatrième trimestre de 2011.

La quote-part de Suncor de la production et des ventes de Syncrude s'est accrue pour s'établir à 35 900 b/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 30 300 b/j au quatrième trimestre de 2011. L'augmentation de la production s'explique principalement par l'incidence qu'avaient eue, au quatrième trimestre de 2011, les travaux de maintenance non planifiés effectués à l'égard d'une unité de cokéfaction et d'une usine d'hydrogène.

### Bitume provenant des activités opérationnelles

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
<b>Sables pétrolifères – Activités de base</b>				
Production de bitume (kb/j)	<b>269,6</b>	299,1	<b>266,2</b>	287,1
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	<b>405,5</b>	480,4	<b>412,3</b>	441,1
Qualité du minerai de bitume (b/t)	<b>0,66</b>	0,62	<b>0,65</b>	0,65
<i>In situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	<b>123,4</b>	71,7	<b>104,0</b>	59,5
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	<b>27,9</b>	29,7	<b>27,0</b>	30,0
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	<b>151,3</b>	101,4	<b>131,0</b>	89,5
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	<b>3,5</b>	3,8	<b>3,4</b>	3,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	<b>2,6</b>	2,2	<b>2,4</b>	2,2

Le volume de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est établi en moyenne à 269 600 b/j au quatrième trimestre de 2012, contre 299 100 b/j au quatrième trimestre de 2011. La production provenant des activités d'extraction a été réduite au cours du quatrième trimestre de 2012, en raison d'abord de l'exécution de travaux de maintenance planifiés, puis de l'exécution de travaux de maintenance non planifiés. La Société a terminé ses travaux portant sur la zone située au front de taille de la mine Millennium qui renferme du minerai de bitume de qualité inférieure. Elle s'attend à ce que la qualité du minerai de bitume, qui était d'environ 0,66 b/tonne à la fin de 2012, continue de s'améliorer au cours des périodes à venir.

Les volumes moyens de production de bitume *in situ* ont été de 151 300 b/j, en hausse par rapport aux 130 000 b/j enregistrés pour le troisième trimestre de 2012 et aux 101 400 b/j enregistrés pour le quatrième trimestre de 2011.

- La production moyenne de Firebag s'est accrue pour atteindre 123 400 b/j, en comparaison de 113 000 b/j au troisième trimestre de 2012 et de 71 700 b/j au quatrième trimestre de 2011. La hausse de la production s'explique principalement par les volumes supplémentaires qui ont été tirés de la troisième phase d'agrandissement et des nouveaux puits intercalaires, ainsi que par la disponibilité des installations de traitement centralisé récemment mises en service dans le cadre de la quatrième phase d'agrandissement, lesquelles ont fonctionné à 10 % de leur capacité tout au long du trimestre. De nouvelles étapes de la quatrième phase ont été franchies avec la production des premiers barils de pétrole vers la fin du quatrième trimestre de 2012. La Société s'attend à ce que la production de bitume de Firebag continue d'augmenter en 2013 grâce aux volumes supplémentaires qui seront tirés des nouveaux puits, jusqu'à atteindre environ 180 000 b/j d'ici l'an prochain.

- La production moyenne de MacKay River s'est établie à 27 900 b/j au quatrième trimestre de 2012, en baisse par rapport à celle de 29 700 b/j inscrite au quatrième trimestre de 2011, ce qui s'explique surtout par les travaux de maintenance planifiés qui ont été entrepris au troisième trimestre de 2012 et qui ont nécessité plus de temps que prévu, se prolongeant jusqu'au quatrième trimestre de 2012.

### Volume des ventes et composition des ventes

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	<b>82,3</b>	109,9	<b>93,8</b>	85,5
Diesel	<b>9,7</b>	36,1	<b>24,5</b>	24,3
Pétrole brut synthétique sulfureux	<b>174,4</b>	158,1	<b>161,1</b>	170,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	<b>266,4</b>	304,1	<b>279,4</b>	280,4
Produits non valorisés	<b>57,3</b>	14,5	<b>44,5</b>	24,0
<b>Total</b>	<b>323,7</b>	318,6	<b>323,9</b>	304,4

Le volume de ventes de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 266 400 b/j au quatrième trimestre de 2012, en baisse par rapport à celui de 304 100 b/j enregistré pour le quatrième trimestre de 2011. Les travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés aux installations de valorisation principale et secondaire ont eu pour effet de réduire le volume total de pétrole brut synthétique et se sont traduits par une composition des produits non favorable comprenant une proportion moindre de pétrole brut synthétique peu sulfureux. Les ventes de bitume non valorisé se sont accrues, passant de 14 500 b/j à 57 300 b/j, en raison surtout du plus grand volume de production provenant de Firebag et de la moins grande disponibilité des installations de valorisation.

### Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	<b>93,27</b>	110,64	<b>96,95</b>	103,95
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume non valorisé	<b>68,96</b>	86,08	<b>72,93</b>	80,17
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	<b>75,87</b>	97,33	<b>81,69</b>	88,74
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	<b>(11,54)</b>	1,10	<b>(12,44)</b>	(5,35)
Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	<b>90,90</b>	105,33	<b>92,69</b>	101,80
Syncrude, par rapport au WTI	<b>3,38</b>	9,10	<b>(1,50)</b>	7,71

Pour le quatrième trimestre de 2012, le prix moyen obtenu par Suncor pour les ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 75,87 \$ le baril, en baisse comparativement au prix moyen de 97,33 \$ le baril obtenu au quatrième trimestre de 2011. Si les prix du WTI ont été moins élevés d'environ 6 \$ le baril au quatrième trimestre de 2012, la baisse des prix moyens obtenus a été exacerbée par l'élargissement des écarts pour le pétrole brut canadien et par la composition non favorable des ventes qui a résulté de la moins grande disponibilité des installations de valorisation. La prime sur le pétrole brut synthétique peu sulfureux par rapport au WTI a été plus faible d'environ 5 \$ le baril au quatrième trimestre de 2012.

qu'au quatrième trimestre de 2011, et l'augmentation de l'escompte sur le WCS par rapport au WTI a entraîné une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux et pour le bitume non valorisé. Compte tenu de ces facteurs, le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2012 a été inférieur de 11,54 \$ le baril au prix du WTI, tandis qu'il avait été supérieur de 1,10 \$ le baril au prix du WTI au quatrième trimestre de 2011.

### Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2012 qu'au quatrième trimestre de 2011, en raison principalement de 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.

### Stocks

Au cours du trimestre, la Société a constitué des stocks de bitume et de pétrole brut synthétique sulfureux destinés à alimenter la nouvelle infrastructure logistique mise en service, notamment le pipeline de Wood Buffalo et les nouveaux réservoirs de stockage situés à Hardisty, en Alberta.

### Charges et autres facteurs

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

- Les coûts non liés à la production engagés par le secteur Sables pétrolifères ont diminué au quatrième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par la diminution des 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, de même que par la baisse des coûts liés aux projets de recherche *in situ* et par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions.
- Les frais de transport ont diminué, en raison surtout des crédits au titre du transport par pipeline reçus au cours du quatrième trimestre de 2012.

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

- Le total des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, soit 1,198 G\$ pour le quatrième trimestre de 2012, est demeuré stable par rapport au total des charges opérationnelles décaissées de 1,172 G\$ inscrites au quatrième trimestre de 2011, et ce malgré une hausse de la production. Les charges opérationnelles décaissées tiennent compte de coûts plus élevés associés à l'intensification des activités par suite de la mise en service de nouveaux actifs en 2012. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence favorable de la croissance des ventes d'électricité qu'a alimentée la capacité de cogénération accrue provenant des nouvelles unités de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag et par les efficacités opérationnelles réalisées, notamment les avantages découlant des activités d'exploitation minière menées dans le prolongement nord de la mine Steepbank.

Les charges d'amortissement et de dépréciation ont augmenté au quatrième 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 et à la quatrième phase de Firebag, au projet d'infrastructure de gestion des résidus, au projet Millennium Naphta Unit (MNU) et au projet de prolongement nord de la mine Steepbank.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>1 312</b>	1 418	<b>5 375</b>	5 169
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>(137)</b>	(136)	<b>(513)</b>	(529)
Coûts non liés à la production <sup>3)</sup>	<b>(53)</b>	(126)	<b>(338)</b>	(275)
Autres <sup>4)</sup>	<b>76</b>	16	<b>(129)</b>	(10)
Charges opérationnelles décaissées	<b>1 198</b>	1 172	<b>4 395</b>	4 355
Charges opérationnelles décaissées (\$/b)	<b>38,00</b>	39,00	<b>37,05</b>	39,05

- 1) Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 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 document.
- 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 le coût 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 en moyenne à 38,00 \$/b au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 39,00 \$/b au quatrième trimestre de 2011. Les charges opérationnelles décaissées par baril ont diminué en raison de l'accroissement du volume de production par suite de l'intensification de la production de Firebag au quatrième trimestre de 2012 par rapport au quatrième trimestre de 2011, les charges opérationnelles décaissées totales étant demeurées stables (tel qu'il est décrit ci-dessus).

**Travaux de maintenance planifiés**

La Société compte rénover l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 vers la fin du premier trimestre de 2013; celle-ci devrait donc être hors service pendant environ 14 semaines. La baisse de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux qu'entraînera cet arrêt devrait être partiellement compensée par la capacité d'hydrotraitement additionnelle que fournira le projet MNU.

La Société a l'intention d'entreprendre des travaux de maintenance aux installations de valorisation 1 au cours du deuxième trimestre de 2013. Ces travaux devraient durer environ sept semaines, période durant laquelle l'usine de valorisation 1 sera mise à l'arrêt. La Société prévoit profiter de cette interruption pour terminer les travaux de maintenance planifiés portant sur l'une des installations de traitement centralisé de Firebag. Les prévisions de la Société tiennent compte des répercussions de ces travaux de maintenance.

Des travaux de maintenance planifiés visant les installations de l'usine de valorisation 2 devraient être menés au troisième trimestre de 2013, ce qui devrait avoir une incidence sur la production de pétrole brut synthétique.

Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Produits bruts	<b>1 565</b>	1 904	<b>6 476</b>	6 784
Moins les redevances	<b>(464)</b>	(440)	<b>(1 631)</b>	(1 472)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>1 101</b>	1 464	<b>4 845</b>	5 312
Résultat net	<b>148</b>	284	<b>138</b>	306
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Côte Est du Canada	<b>83</b>	172	<b>422</b>	694
International	<b>50</b>	220	<b>538</b>	708
Amérique du Nord (activités terrestres)	<b>10</b>	(20)	<b>(110)</b>	(44)
	<b>143</b>	372	<b>850</b>	1 358
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>529</b>	780	<b>2 227</b>	2 846

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 document.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 148 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 284 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Au quatrième trimestre de 2012, la Société a repris des pertes de valeur après impôt de 177 M\$ comptabilisées à l'égard de ses actifs en Syrie, par suite d'une nouvelle évaluation de la valeur recouvrable nette de ses actifs réalisée après la réception d'un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques. Cette reprise a été partiellement contrebalancée par des pertes de valeur après impôt de 65 M\$ qui ont été comptabilisées pour refléter l'incertitude entourant la mise en valeur future de certains actifs de prospection du secteur Côte Est du Canada et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), de même que par une perte de valeur après impôt de 63 M\$ qui a été comptabilisée à l'égard de certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite d'une diminution des prix prévisionnels. En outre, la Société a comptabilisé une provision après impôt de 44 M\$ pour son secteur Amérique du Nord (activités terrestres), afin de tenir compte des engagements futurs estimatifs liés à la capacité pipelinière inutilisée de ce secteur. Le résultat net du quatrième trimestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur après impôt de 57 M\$, qui résultaient d'une perte de valeur de 68 M\$ comptabilisée à l'égard de certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la diminution des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancée par la reprise de pertes de valeur de 11 M\$ comptabilisées précédemment à l'égard des stocks de pétrole en Libye. De plus, le résultat net du quatrième trimestre de 2011 tenait compte d'une provision après impôt de 31 M\$ qui avait été comptabilisée pour le secteur Côte Est du Canada en raison d'un différend concernant le versement de redevances durant une certaine période précédant la fusion avec Petro-Canada.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est établi à 143 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 372 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Le résultat opérationnel du secteur Côte Est du Canada s'est chiffré à 83 M\$, en baisse comparativement à celui de 172 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de 2011, en raison principalement des travaux de maintenance planifiés menés à Terra Nova. Le résultat opérationnel du secteur International s'est établi à 50 M\$, en baisse comparativement à celui de 220 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de 2011, en raison surtout des travaux de maintenance planifiés effectués à Buzzard. Le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a quant à lui inscrit un résultat opérationnel de 10 M\$, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 20 M\$ pour la même période en 2011. Cette amélioration du résultat opérationnel est principalement attribuable à la réception du produit d'assurance lié à l'incendie survenu à un site de forage au premier semestre de 2012.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du secteur Exploration et production se sont chiffrés à 529 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 780 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Cette baisse tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont entraîné le recul du résultat opérationnel.

## Résultat opérationnel

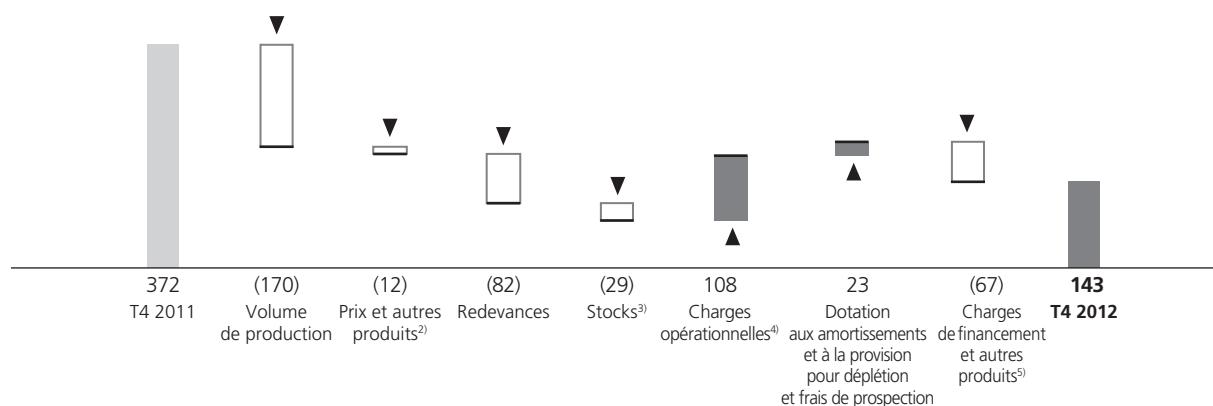
### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Résultat net présenté	148	284	138	306
Pertes de valeur (déduction faite des reprises), sorties et provisions	(5)	57	689	571
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	23	442
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	31	—	31
Perte sur cessions importantes	—	—	—	8
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>	<b>143</b>	<b>372</b>	<b>850</b>	<b>1 358</b>

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

### 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 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Production (kbep/j)	<b>177,8</b>	219,7	<b>189,9</b>	206,7
Côte Est du Canada (kb/j)	<b>48,3</b>	63,4	<b>46,5</b>	65,6
International (kbep/j)	<b>79,7</b>	95,5	<b>89,5</b>	76,4
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi <sup>3</sup> e/j)	<b>299</b>	365	<b>323</b>	388
Composition de la production (liquides/gaz) (%)	<b>75/25</b>	69/31	<b>74/26</b>	64/36
Côte Est du Canada	<b>100/0</b>	100/0	<b>100/0</b>	100/0
International	<b>99/1</b>	86/14	<b>99/1</b>	82/18
Amérique du Nord (activités terrestres)	<b>12/88</b>	8/92	<b>10/90</b>	8/92

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 48 300 b/j au quatrième trimestre de 2012, en baisse comparativement à celle de 63 400 b/j enregistrée au quatrième trimestre de 2011.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 2 200 b/j, contre 14 300 b/j au quatrième trimestre de 2011. Après la mise en œuvre du programme planifié de maintenance à quai, le plus grand des trois centres de forage a été rebranché à la plateforme. Le deuxième centre de forage a été branché en janvier et sa mise en service est en cours. Le troisième centre de forage devrait être rebranché au troisième trimestre de 2013 lorsque les conduites endommagées pourront être remplacées. Malgré les répercussions de cette situation sur la production, la Société s'attend actuellement à produire les volumes prévus.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 17 000 b/j, en comparaison de 18 900 b/j au quatrième trimestre de 2011. La grande fiabilité opérationnelle dont a bénéficié la production a été contrebalancée par une baisse du taux de productivité des puits. Cette diminution de la productivité est le résultat d'une hausse des niveaux de saturation en eau, laquelle a été provoquée par l'interruption prolongée de la production qu'ont nécessitée les travaux de maintenance planifiés réalisés au deuxième et au troisième trimestre de 2012. La légère baisse de la production devrait persister tout au long de 2013.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 29 100 b/j, en légère baisse par rapport à la production moyenne de 30 200 b/j enregistrée au quatrième trimestre de 2011.

La production du secteur International s'est établie en moyenne à 79 700 bep/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 95 500 bep/j au quatrième trimestre de 2011.

- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 44 400 b/j, ce qui représente le plus important volume de production enregistré par la Société depuis la fusion avec Petro-Canada. En comparaison, la production s'était établie en moyenne à 24 600 b/j au quatrième trimestre de 2011, au cours duquel il y avait eu redémarrage de la production dans la plupart des champs après une interruption amorcée en mars 2011 en raison de l'agitation politique.
- La production de Buzzard s'est établie en moyenne à 35 300 bep/j. Les travaux de maintenance planifiés ont été achevés vers la fin octobre, mais le redémarrage de la production a été retardé en raison de pannes électriques. À la fin de 2012, la production dépassait les niveaux enregistrés avant l'exécution des travaux de maintenance planifiés. En comparaison, la production s'était établie en moyenne à 55 000 bep/j au quatrième trimestre de 2011, durant lequel peu de travaux de maintenance avaient été effectués.
- En décembre 2011, la Société a dû déclarer 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 imposées par la communauté internationale à son égard. Par conséquent, elle n'a enregistré aucune production en provenance de la Syrie en 2012. Au quatrième trimestre de 2011, la production provenant de la Syrie s'était établie en moyenne à 15 900 bep/j.



La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 299 Mpi<sup>3</sup>e/j au quatrième trimestre de 2012, contre 365 Mpi<sup>3</sup>e/j au quatrième trimestre de 2011.

- Au quatrième trimestre de 2011, une production supplémentaire d'environ 28 Mpi<sup>3</sup>e/j a été tirée des champs situés dans le sud-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, dont la production avait 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.
- La production provenant des autres biens a diminué d'environ 12 % en raison surtout de la déplétion naturelle.

Vu les conditions de marché difficiles auxquelles était confronté le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) vers la fin de 2011 et en 2012, la Société n'a pas eu l'occasion de conclure des ventes d'actifs liés au gaz naturel à des conditions répondant à ses objectifs financiers. La Société est toutefois d'avis que les conditions de marché s'améliorent et elle s'efforcera de trouver des occasions lui permettant de céder des actifs non essentiels de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres) à des conditions répondant à ses objectifs financiers, dans le cadre de son réalignement stratégique.

### Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Exploration et production	<b>83,87</b>	84,67	<b>84,05</b>	79,95
Côte Est du Canada (\$/b)	<b>108,37</b>	111,77	<b>112,15</b>	108,42
International (\$/bep)	<b>106,34</b>	104,72	<b>108,22</b>	100,89
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi <sup>3</sup> e)	<b>4,02</b>	4,16	<b>3,28</b>	4,39

Pour le quatrième trimestre de 2012, les prix obtenus pour la production de pétrole brut provenant du secteur Côte Est du Canada et du secteur International ont été sensiblement les mêmes qu'au quatrième trimestre de 2011, tout comme les prix de référence du pétrole brut Brent, qui ont peu varié d'un trimestre à l'autre. Les prix obtenus pour la production du secteur International au quatrième trimestre de 2012 ne tiennent pas compte des volumes de gaz naturel provenant de la Syrie, ce qui explique pourquoi ils sont légèrement plus élevés qu'au quatrième trimestre de 2011. 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 et des liquides.

### Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2012 qu'au quatrième trimestre de 2011, en raison principalement de l'accroissement de la production en Libye, laquelle est assujettie à des taux de redevances nettement plus élevés que la production provenant des autres actifs du secteur Exploration et production. Cette hausse des redevances a été partiellement contrebalancée par la diminution de la production provenant du secteur Côte Est du Canada et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), ainsi que par l'incidence de l'interruption des activités en Syrie.

### Stocks

Au cours du quatrième trimestre de 2012, la Société a regarni les stocks de son secteur Côte Est du Canada, après avoir achevé les travaux de maintenance planifiés menés à Terra Nova.

## Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2012 qu'au quatrième trimestre de 2011. Au quatrième trimestre de 2011, la Société avait comptabilisé une perte de valeur après impôt de 63 M\$ à l'égard de ses créances liées à la Syrie. Au quatrième trimestre de 2012, elle a reçu un produit d'assurance de 25 M\$ (avant impôt) au titre des coûts liés à l'incendie qui était survenu à un site de forage au premier semestre de 2012. En outre, les charges opérationnelles ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2012 en raison de l'interruption des activités en Syrie et du fléchissement de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Les charges d'amortissement et de dépréciation et les frais de prospection ont été moins élevés au quatrième trimestre de 2012 qu'au quatrième trimestre de 2011, ce qui tient principalement à l'incidence de la baisse des volumes de production qui a été enregistrée au quatrième trimestre de 2012 en raison des programmes de maintenance planifiés menés à Terra Nova et à Buzzard et de l'interruption des activités en Syrie.

Les charges de financement et les autres produits ont augmenté, en raison surtout du taux d'impôt effectif moins élevé au Royaume-Uni au quatrième trimestre de 2011 en raison d'une augmentation du taux réglementaire en 2012 et de l'incidence du réinvestissement du produit tiré de cessions d'actifs situés au Royaume-Uni en 2011.

## 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. 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. Au cours du même trimestre, elle a comptabilisé une perte de valeur additionnelle de 67 M\$ à l'égard des créances restantes et a comptabilisé des sorties de 23 M\$ au titre d'autres actifs courants, portant ainsi à 694 M\$ le total des pertes de valeur et des sorties.

Au cours du quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M\$ provenant d'instruments d'atténuation des risques par suite de l'interruption de ses activités en Syrie. Ce produit pourrait devoir être remboursé en totalité ou en partie advenant la reprise des activités en Syrie et il n'a donc pas été comptabilisé en résultat, mais plutôt à titre de provision. Suncor a réévalué la valeur recouvrable nette de ses actifs en Syrie à la clôture de l'exercice 2012, en repoussant encore davantage les dates du redémarrage potentiel des activités dans ce pays et en tenant compte du remboursement éventuel du produit lié à l'atténuation des risques dans ses différents scénarios de reprise des activités envisagés. Ainsi, par suite de ces changements, la Société a repris une tranche de 177 M\$ des pertes de valeur qu'elle avait comptabilisées plus tôt durant l'exercice.

Les pertes de valeur (déduction faite des reprises) et les sorties relatives aux actifs en Syrie sont présentées déduction faite d'impôt sur le résultat de néant. Compte tenu des pertes de valeur (déduction faite des reprises) et des sorties, la valeur comptable des immobilisations corporelles de Suncor, déduction faite de la provision au titre de l'atténuation des risques relative à la Syrie, s'établissait à environ 130 M\$ au 31 décembre 2012.

## Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance périodiques à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard aux deuxième et troisième trimestres de 2013. Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Produits opérationnels	<b>6 555</b>	6 364	<b>26 321</b>	25 713
Résultat net	<b>448</b>	307	<b>2 129</b>	1 726
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	<b>384</b>	237	<b>1 869</b>	1 413
Activités de commercialisation	<b>64</b>	70	<b>275</b>	313
	<b>448</b>	307	<b>2 144</b>	1 726
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>641</b>	534	<b>3 150</b>	2 574

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

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 448 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 307 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 384 M\$ au résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2012, ce qui représente une hausse par rapport à la même période en 2011. Cette hausse est principalement attribuable à la baisse du coût des charges d'alimentation du brut, à l'accroissement du volume des ventes de produits raffinés et à l'augmentation du taux d'utilisation des raffineries, partiellement contrebalancés par l'incidence de la diminution du prix du brut au quatrième trimestre de 2012. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 64 M\$ au quatrième trimestre de 2012, ce qui représente une diminution par rapport au montant inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable essentiellement au rétrécissement des marges sur les ventes réalisées par l'intermédiaire des réseaux de vente au détail et de vente en gros.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de 641 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, contre 534 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Cette hausse tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

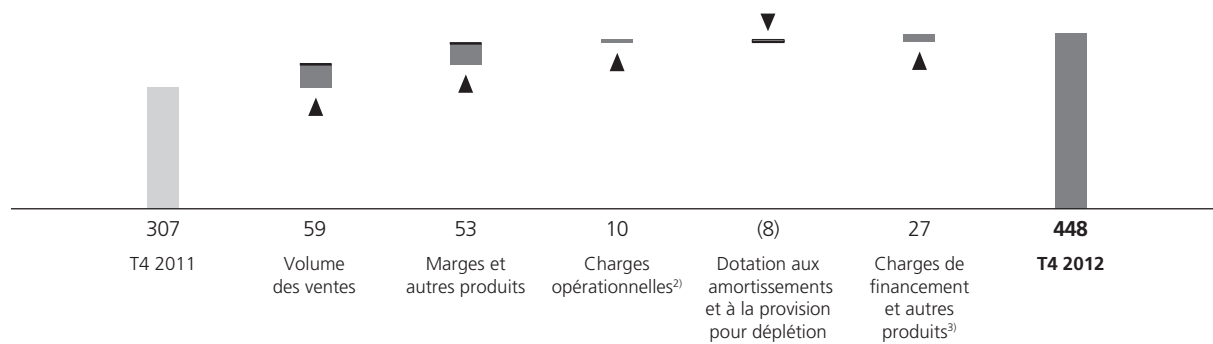
**Résultat opérationnel****Rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Résultat net présenté	<b>448</b>	307	<b>2 129</b>	1 726
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	<b>15</b>	—
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	<b>448</b>	307	<b>2 144</b>	1 726

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

**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 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Pétrole brut traité (en milliers de m <sup>3</sup> /j)				
Est de l'Amérique du Nord	32,2	30,7	31,4	32,0
Ouest de l'Amérique du Nord	37,3	32,8	37,2	32,8
Taux d'utilisation des raffineries <sup>1),(2)</sup> (%)				
Est de l'Amérique du Nord	91	90	89	94
Ouest de l'Amérique du Nord	101	90	100	91
Ventes de produits raffinés (en milliers de m <sup>3</sup> /j)				
Essence	39,9	39,8	40,2	39,7
Distillat	33,9	29,7	31,0	30,4
Autres	13,2	12,1	14,4	13,0
	<b>87,0</b>	<b>81,6</b>	<b>85,6</b>	<b>83,1</b>

- 1) En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 135 000 b/j à 140 000 b/j. 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. Les taux d'utilisation de 2012 et de 2011 reflètent la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton 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.

La capacité de traitement du brut des raffineries est demeurée élevée, le taux d'utilisation des raffineries de Suncor s'établissant en moyenne à 96 % au quatrième trimestre de 2012. Dans l'est de l'Amérique du Nord, le volume de pétrole brut traité par les raffineries s'est chiffré en moyenne à 32 200 m<sup>3</sup>/j au quatrième trimestre de 2012, en hausse par rapport aux 30 700 m<sup>3</sup>/j enregistrés pour le quatrième trimestre de 2011, ce qui s'explique principalement par l'incidence

des travaux de maintenance planifiés qui avaient été menés à Sarnia durant le quatrième trimestre de l'exercice précédent. Le volume de pétrole brut traité par les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 37 300 m<sup>3</sup>/j, en hausse par rapport aux 32 800 m<sup>3</sup>/j enregistrés au quatrième trimestre de 2011, ce qui tient surtout à l'incidence de la baisse de la capacité de traitement de la raffinerie d'Edmonton qui avait été enregistrée au quatrième trimestre de 2011 en raison de l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers de la raffinerie. Le volume traité à la raffinerie de Commerce City a été moins élevé qu'au quatrième trimestre de 2011, en raison principalement des travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines qui ont été effectués à l'égard de l'une des unités de traitement du brut au quatrième trimestre de 2012.

Les ventes de produits raffinés se sont chiffrées en moyenne à 87 000 m<sup>3</sup>/j au quatrième trimestre de 2012, en hausse par rapport à 81 600 m<sup>3</sup>/j au quatrième trimestre de 2011. Cette augmentation tient principalement à l'incidence qu'avait eue, au quatrième trimestre de 2011, l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers qui avait réduit la production de la raffinerie d'Edmonton, de même qu'à la forte demande pour le distillat enregistrée au quatrième trimestre de 2012.

### 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 quatrième trimestre de 2012 qu'au quatrième trimestre de 2011, ce qui rend compte de la baisse du coût des charges d'alimentation et, dans une moindre mesure, de l'élargissement des marges de craquage, partiellement contrebalancés par l'incidence, sur la valeur des stocks, de la baisse généralisée des prix du brut.

- Le prix des charges d'alimentation en pétrole brut canadien destinées aux raffineries terrestres de la Société a diminué au quatrième trimestre de 2012, en raison principalement des escomptes soutenus engendrés par l'accroissement de l'offre sur le marché, la prime sur le pétrole brut synthétique par rapport au WTI s'étant amoindrie par rapport au quatrième trimestre de 2011. De plus, l'écart de prix léger/lourd pour le brut canadien s'est accru, ce qui s'est traduit par une diminution des prix obtenus pour le bitume au quatrième trimestre de 2012 par rapport au quatrième trimestre de 2011.
- La baisse du prix du pétrole brut au quatrième trimestre de 2012 a entraîné une diminution du résultat après impôt d'environ 104 M\$, tandis que la hausse du prix du pétrole brut au quatrième trimestre de 2011 avait donné lieu à une augmentation du résultat après impôt d'environ 65 M\$, ce qui représente une variation après impôt de 169 M\$ d'un trimestre à l'autre.

### Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles du quatrième trimestre de 2012 ont diminué par rapport à celles du quatrième trimestre de 2011, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions et de la baisse du prix du gaz naturel.

Les charges de financement et les autres produits ont diminué au quatrième trimestre de 2012 par rapport au quatrième trimestre de 2011, en raison surtout de l'incidence des pertes découlant des activités de gestion des risques comptabilisées pour le quatrième trimestre de 2011 et de l'augmentation des profits de change au quatrième trimestre de 2012.

### Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie d'Edmonton, soit des travaux d'une durée estimative de cinq semaines visant le train de pétrole brut lourd sulfureux au deuxième trimestre de 2013 et des travaux d'une durée estimative de deux semaines visant l'unité de traitement du brut synthétique peu sulfureux au troisième

trimestre de 2013. Des travaux de maintenance d'une durée de six semaines devraient aussi être menés à l'égard de l'une des unités de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia, à compter du troisième trimestre de 2013.

Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société.

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

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Résultat net	<b>(118)</b>	46	<b>58</b>	(331)
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>				
Énergie renouvelable	<b>15</b>	18	<b>57</b>	72
Négociation de l'énergie	<b>33</b>	32	<b>147</b>	149
Siège social	<b>(129)</b>	(133)	<b>(407)</b>	(346)
Éliminations	<b>43</b>	(4)	<b>84</b>	(22)
	<b>(38)</b>	(87)	<b>(119)</b>	(147)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>(25)</b>	(81)	<b>(39)</b>	(246)

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 document.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 118 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 46 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Au cours du quatrième trimestre de 2012, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien passant de 1,02 à 1,01, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 80 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au quatrième trimestre de 2011, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change passant de 0,95 à 0,98, ce qui avait donné lieu à un profit de change latente après impôt de 156 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 38 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 87 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011.

**Rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Résultat net	<b>(118)</b>	46	<b>58</b>	(331)
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>80</b>	(156)	<b>(157)</b>	161
Pertes de valeur (déduction faite des reprises), sorties et provisions	—	23	—	23
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	<b>(20)</b>	—
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	<b>(38)</b>	(87)	<b>(119)</b>	(147)

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

**Énergie renouvelable**

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	<b>109</b>	104	<b>429</b>	245
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	<b>109,8</b>	105,9	<b>412,5</b>	378,4

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un résultat opérationnel de 15 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en baisse par rapport au résultat opérationnel de 18 M\$ inscrit pour le quatrième trimestre de 2011, en raison principalement de la diminution des prix de vente et de la hausse du coût des charges d'alimentation liées à la production d'éthanol.

**Négociation de l'énergie**

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à un résultat opérationnel de 33 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 32 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. La Société a tiré des avantages plus importants de ses stratégies de négociation du pétrole brut visant à acheter du pétrole brut et à l'acheminer vers des marchés où il se négocie à des prix plus avantageux, grâce à l'élargissement des écarts entre le prix du Brent et du WTI au quatrième trimestre de 2012. Ces profits ont été contrebalancés par la hausse des tarifs de transport des pipelines acheminant le pétrole jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

**Siège social**

Le secteur Siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 129 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel de 133 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Les charges opérationnelles ont diminué au quatrième trimestre de 2012, en raison essentiellement de la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au quatrième trimestre de 2012, la Société a capitalisé une tranche de 92 % 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 89 % au quatrième trimestre de 2011.

## Éliminations

Le secteur Éliminations reflète la comptabilisation du montant net d'un profit intersectoriel après impôt de 43 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 quatrième trimestre de 2011, la Société avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 4 M\$. L'augmentation du profit intersectoriel comptabilisé par rapport à 2011 s'explique principalement par la diminution des marges qui ont été dégagées sur les ventes du secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2012 en raison de la baisse du prix moyen obtenu et de la composition des ventes.

## 5. 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 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Sables pétrolifères	<b>1 574</b>	1 271	<b>4 957</b>	5 100
Exploration et production	<b>353</b>	262	<b>1 261</b>	874
Raffinage et commercialisation	<b>252</b>	221	<b>646</b>	633
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>26</b>	60	<b>95</b>	243
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	<b>2 205</b>	1 814	<b>6 959</b>	6 850
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	<b>(143)</b>	(157)	<b>(587)</b>	(559)
	<b>2 062</b>	1 657	<b>6 372</b>	6 291



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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2012			Période de neuf mois close le 31 décembre 2012		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	608	834	<b>1 442</b>	2 293	2 114	<b>4 407</b>
<i>Sables pétrolifères –</i>						
<i>Activités de base</i>	368	464	<b>832</b>	1 342	604	<b>1 946</b>
<i>In situ</i>	151	112	<b>263</b>	625	810	<b>1 435</b>
<i>Coentreprises des</i>						
<i>Sables pétrolifères</i>	89	258	<b>347</b>	326	700	<b>1 026</b>
Exploration et production	62	280	<b>342</b>	233	994	<b>1 227</b>
Raffinage et commercialisation	249	3	<b>252</b>	637	6	<b>643</b>
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	26	—	<b>26</b>	91	4	<b>95</b>
	945	1 117	<b>2 062</b>	3 254	3 118	<b>6 372</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.

Le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est chiffré à 6,372 G\$ pour 2012, ce qui est inférieur à la plus récente estimation formulée par la Société, à savoir 6,650 G\$. Cet écart est principalement attribuable aux réductions de coûts supplémentaires enregistrées à l'égard de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, ainsi qu'à l'annulation et au report de projets de moindre envergure du secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

Au quatrième trimestre de 2012, Suncor a affecté un montant de 2,062 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, et elle a capitalisé des intérêts sur la dette de 143 M\$ dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction. Les activités menées au cours du quatrième trimestre de 2012 comprenaient les activités décrites ci-après.

**Sables pétrolifères – Activités de base et activités *in situ***

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont totalisé 832 M\$. De ce montant, une tranche de 464 M\$ a été affectée en majeure partie aux infrastructures requises pour soutenir l'essor de la production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères. Au cours du trimestre, de nouveaux actifs ont été mis en service : le pipeline de Wood Buffalo, qui relie le terminal d'Athabasca de la Société situé à l'usine principale de Fort McMurray à d'autres infrastructures de transport appartenant à des tiers à Cheecham, en Alberta, ainsi que deux des quatre nouveaux réservoirs de stockage devant être érigés à Hardisty, en Alberta, lesquels seront reliés à la canalisation principale d'Enbridge en 2013. Ces actifs sont exploités par des tiers et font l'objet d'ententes à long terme comptabilisées à titre de contrats de location-financement. Les dépenses en immobilisations de maintien se sont élevées à 368 M\$ et ont été affectées principalement aux travaux de maintenance planifiés et à la construction d'installations de séchage des résidus.

Pour le trimestre, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 263 M\$. De ce montant, 112 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 22 M\$, ce qui porte à 1,634 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 15 % aux plus récentes prévisions budgétaires, qui étaient de 2,0 G\$. Au quatrième trimestre de 2012, la Société a poursuivi les travaux d'injection de valeur dans les puits de la quatrième phase et a mis en service les unités de cogénération de cette phase. De plus, elle poursuit la construction d'un pipeline isolé destiné au transport du bitume, qui permettra, à compter du deuxième trimestre de 2013, d'acheminer le bitume de Firebag jusqu'au terminal Athabasca de Suncor sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un diluant.

Les dépenses en immobilisations de maintien liées aux activités *in situ* ont totalisé 151 M\$ et ont été affectées principalement aux activités de conception 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. En décembre, la Société a commencé l'injection de vapeur dans les puits d'une nouvelle plateforme de MacKay River. Les premiers barils de pétrole provenant de ces puits sont attendus au premier trimestre de 2013.

### **Coentreprises des Sables pétrolifères**

Les dépenses en immobilisations de croissance du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères se sont élevées à 259 M\$ pour le trimestre. Tel qu'il a été annoncé précédemment, Suncor a entrepris, en collaboration avec ses partenaires, des examens détaillés de chacun des projets de croissance planifiés de son secteur Coentreprise des Sables pétrolifères, en accordant une attention particulière aux coûts et à la qualité en vue de maximiser la valeur à long terme pour les actionnaires.

En ce qui concerne le projet d'exploitation minière Fort Hills, les partenaires s'attendent à ce qu'une décision concernant l'autorisation des dépenses liées au projet soit prise au cours du deuxième semestre de 2013. La Société compte fournir plus de renseignements en ce qui a trait à l'autorisation des dépenses liées au projet Joslyn dès qu'une date se précisera.

Suncor estime que les perspectives économiques sont peu propices en ce qui concerne le projet de l'usine de valorisation Voyageur. Suncor et son partenaire continuent de travailler assidûment pour trouver une issue au projet. Les partenaires ont envisagé plusieurs pistes de solution, se penchant notamment sur les conséquences de son annulation ou de son report indéfini. Aucune décision concernant le projet n'a encore été prise officiellement et les partenaires poursuivent leur réflexion afin de parvenir à une décision d'ici la fin du premier trimestre de 2013. La décision de mettre en branle le projet de l'usine de valorisation Voyageur ne peut être prise sans l'approbation des deux partenaires, ce qui signifie, dans le cas de Suncor, son conseil d'administration. Suncor et son partenaire ont convenu de minimiser les dépenses liées au projet d'ici à ce qu'une décision soit prise.

En raison des perspectives économiques peu propices au projet de l'usine de valorisation Voyageur, la Société a procédé à un test de dépréciation à la clôture du quatrième trimestre de 2012. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets futurs attendus, la Société a inscrit une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$. Compte tenu de cette perte de valeur, la valeur comptable des actifs nets de la Société liés au projet de l'usine de valorisation Voyageur s'établissait à environ 345 M\$ au 31 décembre 2012.

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 89 M\$, ce qui comprend un montant de 43 M\$ lié au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement de l'équipement de la mine Aurora.

### **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 342 M\$, dont une tranche de 280 M\$ a été affectée aux projets de croissance et aux activités de prospection. Les dépenses de croissance comprennent un montant de 56 M\$ lié à la mise en valeur 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. Les travaux de construction liés au projet Golden Eagle progressent selon l'échéancier et le budget établis. 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 et à l'aménagement des installations à Hibernia, à White Rose, à Terra Nova et à Buzzard, ainsi qu'aux nouveaux puits forés dans la formation pétrolière Cardium dans l'Ouest canadien, lesquels sont entrés en production en décembre 2012. Les activités de forage de prospection ont porté principalement sur les puits Romeo, Griffon et CPZ se trouvant au large des côtes, dans la portion britannique de la mer du Nord. Les dépenses de maintien ont totalisé 62 M\$ et ont été axés principalement sur le programme de maintenance planifié mené à Terra Nova.

Le 31 décembre 2012, les coentrepreneurs du projet Hebron ont autorisé la mise en œuvre du plan de mise en valeur, lequel prévoit la construction d'une structure gravitaire en béton soutenant une plateforme intégrée en surface conçue à des fins de production, de forage et d'habitation. La quote-part des coûts liés au projet qui reviendra à Suncor, selon l'estimation établie par l'exploitant du projet, est d'environ 3,2 G\$. Les premiers barils de pétrole sont attendus vers la fin de 2017.

Le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 252 M\$, qui ont été affectées principalement aux travaux de maintenance planifiés réalisés aux raffineries de Sarnia et de Commerce City et à l'usine de lubrifiants.

## 6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

### Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	2012	2011
Rendement du capital investi <sup>1),2)</sup> (%)		
Compte non tenu des projets d'envergure en cours	<b>7,3</b>	13,8
Compte tenu des projets d'envergure en cours	<b>5,9</b>	10,1
Ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>3)</sup> (en nombre de fois)	<b>0,7</b>	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>4)</sup>	<b>7,9</b>	10,7
Base des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>3),5)</sup>	<b>17,6</b>	16,4

- 1) Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) La perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur a eu une incidence d'environ 4 % sur le RCI.
- 3) 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 document.
- 4) 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.
- 5) 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.

**Activités de financement****Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>31 décembre 2012</b>	31 décembre 2011
Dettes à court terme	<b>776</b>	763
Tranche courante de la dette à long terme	<b>311</b>	12
Dettes à long terme	<b>9 938</b>	10 004
Dettes totales	<b>11 025</b>	10 779
Moins la trésorerie et ses équivalents	<b>4 393</b>	3 803
Dettes nettes	<b>6 632</b>	6 976
Capitaux propres	<b>39 223</b>	38 600
Dettes totales majorées des capitaux propres	<b>50 248</b>	49 379
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	<b>22</b>	22

**Évolution de la dette nette**

Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	T4	CUM
Dettes nettes au début de la période	5 025	6 976
Augmentation (diminution) de la dette nette	1 607	(344)
Dettes nettes au 31 décembre 2012	6 632	6 632
(Augmentation) diminution de la dette nette		
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	2 235	9 745
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(2 202)	(6 962)
Produit des cessions, déduction faite des coûts d'acquisition	310	68
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(186)	(568)
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options	(408)	(1 451)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et autres	(1 253)	(650)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	(103)	162
	(1 607)	344

**Rachats d'actions**

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 quatrième trimestre de 2012, la Société a racheté, dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012, 12 476 900 actions au prix moyen de 32,70 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 408 M\$. En date du 31 décembre 2012, la Société avait racheté, aux termes de l'offre publique de rachat de 2012, un total de 13 829 900 actions au prix moyen de 32,68 \$ chacune, pour un coût de rachat totalisant 452 M\$. Après la clôture du quatrième trimestre de 2012, la Société a racheté une tranche supplémentaire de 1 433 500 actions au prix moyen de 33,47 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 48 M\$ au 1<sup>er</sup> février 2013.

	Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2012		Période de 12 mois close le 31 décembre 2011
	T4	CUM	CUM
<b>Rachats d'actions</b> (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées directement <sup>1)</sup>	12 477	46 862	17 128
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—	—
	12 477	46 862	17 128
<b>Coûts de rachat d'actions</b> (en millions de dollars)			
Coût de rachat	408	1 452	500
Prime des options recue <sup>2)</sup>	—	(1)	—
	408	1 451	500
<b>Prix de rachat moyen pondéré par action, déduction faite de la prime des options</b> (en dollars)			
	32,70	30,96	29,19

- 1) Au cours du premier trimestre de 2011, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, aux termes de laquelle elle était autorisée à racheter de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1,0 G\$ entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012.
- 2) 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, qui a pris fin en septembre 2012. 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.

## 7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

### Sommaire des résultats opérationnels

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011
Production totale (kbep/j)								
Sables pétroliers	<b>378,7</b>	378,9	337,8	341,1	356,8	362,5	277,2	360,6
Exploration et production	<b>177,8</b>	156,4	204,6	221,2	219,7	183,5	182,8	240,7
	<b>556,5</b>	535,3	542,4	562,3	576,5	546,0	460,0	601,3
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances <sup>1)</sup>	<b>9 444</b>	9 512	9 599	9 653	9 906	10 235	9 255	8 943
Autres produits	<b>91</b>	89	123	105	60	184	77	132
	<b>9 535</b>	9 601	9 722	9 758	9 966	10 419	9 332	9 075
Résultat net	<b>(562)</b>	1 555	333	1 457	1 427	1 287	562	1 028
par action ordinaire – de base (en dollars)	<b>(0,37)</b>	1,01	0,21	0,93	0,91	0,82	0,36	0,65
par action ordinaire – dilué (en dollars)	<b>(0,37)</b>	1,01	0,20	0,93	0,91	0,76	0,31	0,65
Résultat opérationnel <sup>2)</sup>	<b>1 000</b>	1 303	1 258	1 329	1 427	1 789	980	1 478
par action ordinaire – de base <sup>2)</sup> (en dollars)	<b>0,65</b>	0,85	0,81	0,85	0,91	1,14	0,62	0,94
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles <sup>2)</sup>	<b>2 235</b>	2 740	2 344	2 426	2 650	2 721	1 982	2 393
par action ordinaire – de base <sup>2)</sup> (en dollars)	<b>1,46</b>	1,78	1,51	1,55	1,69	1,73	1,26	1,52
RCI <sup>2)</sup> (% sur 12 mois)	<b>7,3</b>	12,5	14,3	14,8	13,8	13,4	11,1	12,5
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	<b>0,13</b>	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	<b>32,71</b>	32,34	29,44	32,59	29,38	26,76	37,80	43,48
Bourse de New York (\$ US)	<b>32,98</b>	32,85	28,95	32,70	28,83	25,44	39,10	44,84

- 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 pétroliers qui étaient auparavant présentées sur une base brute.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. Le RCI exclut les coûts capitalisés au titre des projets d'envergure en cours.

### Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>88,20</b>	92,20	93,50	102,95	94,05	89,75	94,10
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	<b>110,10</b>	109,50	108,90	118,35	109,00	113,40	104,95
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>17,30</b>	11,90	9,85	9,45	5,55	14,80	15,65
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	<b>84,35</b>	84,70	84,45	92,80	98,20	92,50	88,40
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>70,05</b>	70,45	70,60	81,50	83,60	72,10	71,25
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>18,15</b>	21,75	22,90	21,45	10,45	17,65	22,85
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>98,10</b>	96,00	99,40	110,00	108,70	101,65	98,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>3,05</b>	2,20	1,85	2,50	3,40	3,70	3,80
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>35,95</b>	37,80	31,95	25,80	22,80	36,45	19,40
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>27,85</b>	35,15	27,85	18,80	19,20	33,30	16,45
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>29,85</b>	38,15	37,90	27,70	26,45	36,50	21,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>27,35</b>	33,95	29,30	25,45	20,40	33,10	18,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>1,00</b>	1,00	0,99	1,00	0,98	1,02	1,01
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	<b>1,01</b>	1,02	0,98	1,00	0,98	0,95	1,03

- 1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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.

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

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, 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 document.

### 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 dont le potentiel de mise en valeur est 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 31 décembre  
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2012	2011
Ajustements du résultat net			
Résultat net		2 783	4 304
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		(157)	161
Charge d'intérêts		41	83
	A	2 667	4 548
Capital investi au début de la période de 12 mois			
Dette nette		6 976	11 254
Capitaux propres		38 600	35 192
		45 576	46 446
Capital investi à la clôture de la période de 12 mois			
Dette nette		6 632	6 976
Capitaux propres		39 223	38 600
		45 855	45 576
Capital moyen investi	B	45 342	44 956
RCI, y compris les projets d'envergure en cours (%)	A/B	5,9	10,1
Coûts capitalisés moyens liés aux projets d'envergure en cours	C	8 729	12 106
RCI, à l'exclusion des projets d'envergure en cours (%)	A/(B-C)	7,3	13,8

**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 31 décembre (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>(1 040)</b>	790	<b>148</b>	284	<b>448</b>	307	<b>(118)</b>	46	<b>(562)</b>	1 427
Ajustements pour :										
Charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur	<b>2 552</b>	392	<b>300</b>	474	<b>128</b>	118	<b>35</b>	39	<b>3 015</b>	1 023
Impôt sur le résultat différé	<b>(357)</b>	270	<b>2</b>	(30)	<b>68</b>	92	<b>(35)</b>	(10)	<b>(322)</b>	322
Augmentation des passifs	<b>26</b>	18	<b>15</b>	16	<b>1</b>	1	<b>3</b>	—	<b>45</b>	35
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>91</b>	(179)	<b>91</b>	(179)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	<b>1</b>	—	<b>(1)</b>	17	<b>(20)</b>	34	<b>(20)</b>	51
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	16	—	(9)	<b>(5)</b>	(5)	—	—	<b>(5)</b>	2
Rémunération fondée sur des actions	<b>17</b>	31	<b>3</b>	8	<b>10</b>	19	<b>13</b>	21	<b>43</b>	79
Frais de prospection	—	—	<b>21</b>	—	—	—	—	—	<b>21</b>	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(70)</b>	(113)	<b>(10)</b>	(6)	<b>(8)</b>	(11)	—	—	<b>(88)</b>	(130)
Autres	<b>(38)</b>	13	<b>49</b>	43	—	(4)	<b>6</b>	(32)	<b>17</b>	20
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	<b>1 090</b>	1 417	<b>529</b>	780	<b>641</b>	534	<b>(25)</b>	(81)	<b>2 235</b>	2 650
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	<b>35</b>	(47)	<b>(117)</b>	9	<b>(497)</b>	587	<b>(481)</b>	(396)	<b>(1 060)</b>	153
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles	<b>1 125</b>	1 370	<b>412</b>	789	<b>144</b>	1 121	<b>(506)</b>	(477)	<b>1 175</b>	2 803



Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (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>458</b>	2 603	<b>138</b>	306	<b>2 129</b>	1 726	<b>58</b>	(331)	<b>2 783</b>	4 304
Ajustements pour :										
Charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur	<b>3 964</b>	1 374	<b>1 857</b>	2 035	<b>468</b>	444	<b>161</b>	99	<b>6 450</b>	3 952
Impôt sur le résultat différé	<b>266</b>	895	<b>28</b>	354	<b>529</b>	494	<b>(80)</b>	(99)	<b>743</b>	1 644
Augmentation des passifs	<b>109</b>	85	<b>62</b>	69	<b>4</b>	3	<b>7</b>	—	<b>182</b>	157
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>(181)</b>	183	<b>(181)</b>	183
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	—	—	<b>(1)</b>	3	<b>11</b>	(43)	<b>10</b>	(40)
(Profit) perte à la cession d'actifs	<b>(29)</b>	122	<b>(1)</b>	31	<b>(13)</b>	(16)	<b>(1)</b>	(1)	<b>(44)</b>	136
Rémunération fondée sur des actions	<b>95</b>	(35)	<b>14</b>	(4)	<b>48</b>	(21)	<b>57</b>	(42)	<b>214</b>	(102)
Frais de prospection	—	—	<b>145</b>	28	—	—	—	—	<b>145</b>	28
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(380)</b>	(458)	<b>(32)</b>	(19)	<b>(21)</b>	(19)	—	—	<b>(433)</b>	(496)
Autres	<b>(76)</b>	(14)	<b>16</b>	46	<b>7</b>	(40)	<b>(71)</b>	(12)	<b>(124)</b>	(20)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités opérationnelles	<b>4 407</b>	4 572	<b>2 227</b>	2 846	<b>3 150</b>	2 574	<b>(39)</b>	(246)	<b>9 745</b>	9 746
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	<b>(781)</b>	(676)	<b>(205)</b>	398	<b>(485)</b>	600	<b>572</b>	(80)	<b>(899)</b>	242
Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	<b>3 626</b>	3 896	<b>2 022</b>	3 244	<b>2 665</b>	3 174	<b>533</b>	(326)	<b>8 846</b>	9 988

### 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 document.

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 document :

	Trimestre clos le 31 décembre 2011		Période de 12 mois close le 31 décembre 2011	
	en millions de dollars	\$/b	en millions de dollars	\$/b
Charges opérationnelles décaissées, montant déjà établi	1 191	39,60	4 479	40,20
Éléments ajoutés au calcul des charges opérationnelles décaissées :				
Programmes de sécurité	10		33	
Éléments supprimés du calcul des charges opérationnelles décaissées :				
Coût des charges d'alimentation du gaz naturel destiné aux procédés de valorisation secondaire	(13)		(53)	
Augmentation des passifs	(16)		(64)	
Diluant acheté	—		(40)	
<b>Charges opérationnelles décaissées, après retraitement</b>	<b>1 172</b>	<b>39,00</b>	<b>4 355</b>	<b>39,05</b>

## 9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

*Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants.*

*Les attentes de Suncor en ce qui concerne les volumes de production et le rendement de ses actifs existants, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :*

- *la qualité du minerai de bitume d'environ 0,66 b/tonne enregistrée dans la zone d'exploitation minière de Millennium à la fin de 2012 se maintiendra au cours des périodes à venir;*
- *la cadence de production du bitume au complexe Firebag atteindra les 180 000 barils par jour d'ici l'an prochain;*
- *le troisième centre de forage de Terra Nova devrait être rebranché au troisième trimestre de 2013, lorsque les conduites endommagées pourront être remplacées;*
- *la baisse de la production enregistrée à White Rose devrait persister tout au long de 2013.*

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

- les travaux de maintenance planifiés aux installations de l'usine de valorisation 1 devant s'échelonner sur une période de sept semaines au deuxième trimestre de 2013, durant laquelle l'usine sera mise à l'arrêt;
- les travaux de maintenance planifiés portant sur des installations de traitement centralisé de Firebag qui devraient être effectués durant une partie de la période pendant laquelle l'usine de valorisation 1 sera hors service;
- l'intention de la Société d'amorcer, au cours du premier trimestre de 2013, la rénovation de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1, laquelle devrait donc être hors service durant environ 14 semaines, et la prévision selon laquelle la baisse de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux qu'entraînera cet arrêt sera partiellement compensée par la capacité d'hydrotraitement additionnelle qui sera fournie par le projet MNU;
- les travaux de maintenance planifiés visant les installations de l'usine de valorisation 2 devant être menés au troisième trimestre de 2013, lesquels devraient avoir une incidence sur la production de pétrole brut synthétique;
- les travaux de maintenance périodiques annuels que la Société prévoit mener à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard aux deuxième et troisième trimestres de 2013;
- les travaux de maintenance planifiés que la Société prévoit mener à la raffinerie d'Edmonton, soit des travaux d'une durée estimative de cinq semaines visant le train de pétrole brut lourd sulfureux au deuxième trimestre de 2013 et des travaux d'une durée estimative de deux semaines visant l'unité de traitement du brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2013;
- les travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines devant être menés à l'égard de l'une des unités de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia à compter du troisième trimestre de 2013.

Les prévisions de Suncor concernant la répartition de ses dépenses en immobilisations futures et l'échéancier en ce qui concerne l'autorisation des dépenses et l'entrée en production de ses projets de croissance et de ses autres projets, considérant le fait que :

- deux des quatre nouveaux réservoirs de stockage devant être érigés à Hardisty, en Alberta, seront reliés à la canalisation principale d'Enbridge en 2013;
- le coût total de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag sera inférieur d'environ 15 % aux plus récentes prévisions budgétaires établies, à savoir 2,0 G\$;
- le pipeline isolé destiné au transport du bitume permettra le transport du bitume depuis le site de Firebag jusqu'aux installations de valorisation de Suncor sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un diluant à compter du deuxième trimestre de 2013;
- les premiers barils de pétrole provenant des puits de la nouvelle plateforme de MacKay River seront produits au cours du premier trimestre de 2013;
- les partenaires du projet d'exploitation minière Fort Hills prendront une décision quant à l'autorisation des dépenses liées au projet au cours du deuxième semestre de 2013;
- Suncor compte fournir plus de renseignements en ce qui a trait à l'autorisation des dépenses liées au projet Joslyn dès qu'une date se précisera;
- la prévision selon laquelle Suncor et ses partenaires arriveront à une décision concernant le projet de l'usine de valorisation Voyageur d'ici la fin du premier trimestre de 2013;
- la quote-part des dépenses en immobilisations liées au projet Hebron qui reviendra à Suncor s'élèvera à environ 3,2 G\$, la capacité brute de production de pétrole de ce projet est estimée à 150 000 b/j et les premiers barils de pétrole devraient être produits vers la fin de 2017;
- la construction de nouvelles plateformes de puits soutiendra la production existante provenant de MacKay River et de Firebag au cours des années à venir.

Autres éléments :

- les plans concernant le budget d'investissement et de prospection de 7,3 G\$ de Suncor pour 2013;
- les perspectives économiques peu favorables au projet de l'usine de valorisation Voyageur;
- l'opinion de la Société selon laquelle les conditions de marché s'amélioreront pour le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et le fait que Suncor s'efforcera de trouver des occasions lui permettant de céder des actifs non essentiels de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres);
- l'évaluation par la Société de la dépréciation des actifs en Syrie, y compris les pertes de valeur (déduction faite des reprises) et les sorties comptabilisées en 2012, le remboursement potentiel du produit tiré des instruments d'atténuation des risques et la valeur comptable de ces actifs au 31 décembre 2012;
- l'opinion de la Société selon laquelle elle sera en mesure de faire valoir sa position fiscale initiale relativement aux contrats dérivés de Buzzard et qu'aucun impôt supplémentaire ne sera exigible;
- l'appréciation par la Société de la situation en Libye, y compris les montants comptabilisés à titre de pertes de valeur en 2011 et l'attente selon laquelle le forage de prospection devrait redémarrer au cours du premier trimestre de 2013;
- l'évaluation par la Société de la valeur recouvrable nette de certains actifs de prospection des secteurs Côte Est du Canada et Amérique du Nord (activités terrestres), de certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ainsi que du projet d'usine de valorisation Voyageur, et les montants comptabilisés à titre de pertes de valeur.

Les énoncés et les renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres

sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; notre dépendance à l'égard de la capacité de production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; les charges opérationnelles soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures 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 présent document 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		Périodes de 12 mois	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 3)	<b>9 444</b>	9 906	<b>38 208</b>	38 339
Autres produits (note 4)	<b>91</b>	60	<b>408</b>	453
	<b>9 535</b>	9 966	<b>38 616</b>	38 792
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	<b>4 471</b>	4 396	<b>17 101</b>	17 725
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>2 187</b>	2 385	<b>8 948</b>	8 424
Transport	<b>194</b>	189	<b>685</b>	736
Charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur (note 5)	<b>3 015</b>	1 023	<b>6 450</b>	3 952
Prospection	<b>71</b>	10	<b>309</b>	116
(Profit) perte à la cession d'actifs	<b>(5)</b>	2	<b>(44)</b>	136
Frais de démarrage de projets	<b>20</b>	21	<b>60</b>	163
Charges (produits) de financement (note 8)	<b>196</b>	(109)	<b>66</b>	471
	<b>10 149</b>	7 917	<b>33 575</b>	31 723
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>(614)</b>	2 049	<b>5 041</b>	7 069
<b>Impôt sur le résultat</b>				
Exigible	<b>270</b>	300	<b>1 515</b>	1 121
Différé	<b>(322)</b>	322	<b>743</b>	1 644
	<b>(52)</b>	622	<b>2 258</b>	2 765
<b>Résultat net</b>	<b>(562)</b>	1 427	<b>2 783</b>	4 304
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Ajustement de différences de conversion	<b>100</b>	32	<b>(16)</b>	230
Différences de conversion reclassées au résultat net	—	—	—	14
Couvertures de flux de trésorerie reclassées en résultat net	—	—	<b>(1)</b>	—
Pertes actuarielles (gains) des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de (15 \$) (36 \$ en 2011) et de 63 \$ (117 \$ en 2011) respectivement pour les trimestres et les exercices clos les 31 décembre	<b>32</b>	(103)	<b>(177)</b>	(339)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>132</b>	(71)	<b>(194)</b>	(95)
<b>Résultat global</b>	<b>(430)</b>	1 356	<b>2 589</b>	4 209
<b>Résultat net par action ordinaire</b> (en dollars) (note 10)				
De base	<b>(0,37)</b>	0,91	<b>1,80</b>	2,74
Dilué	<b>(0,37)</b>	0,91	<b>1,79</b>	2,67
Dividendes en trésorerie	<b>0,13</b>	0,11	<b>0,50</b>	0,43

Se reporter aux notes annexes.

**États consolidés de la situation financière**

(non audité)

(en millions de dollars)	<b>31 décembre 2012</b>	31 décembre 2011
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	<b>4 393</b>	3 803
Créances	<b>5 244</b>	5 412
Stocks	<b>3 743</b>	4 205
Impôt sur le résultat à recouvrer	<b>799</b>	704
Total de l'actif courant	<b>14 179</b>	14 124
Immobilisations corporelles, montant net	<b>55 458</b>	52 589
Prospection et évaluation	<b>3 284</b>	4 554
Autres actifs	<b>320</b>	311
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	<b>3 128</b>	3 139
Actifs d'impôt différé	<b>80</b>	60
Total de l'actif	<b>76 449</b>	74 777
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dette à court terme	<b>776</b>	763
Tranche courante de la dette à long terme	<b>311</b>	12
Dettes et charges à payer	<b>6 469</b>	7 755
Tranche courante des provisions	<b>856</b>	811
Impôt à payer	<b>1 170</b>	969
Total du passif courant	<b>9 582</b>	10 310
Dette à long terme	<b>9 938</b>	10 004
Autres passifs non courants	<b>2 310</b>	2 392
Provisions	<b>4 933</b>	3 752
Passifs d'impôt différé	<b>10 463</b>	9 719
Capitaux propres	<b>39 223</b>	38 600
Total du passif et des capitaux propres	<b>76 449</b>	74 777

Se reporter aux notes annexes.

**Tableaux consolidés des flux de trésorerie**

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
<b>Activités opérationnelles</b>				
Résultat net	(562)	1 427	2 783	4 304
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur	3 015	1 023	6 450	3 952
Impôt sur le résultat différé	(322)	322	743	1 644
Charge de désactualisation	45	35	182	157
Perte (profit) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	91	(179)	(181)	183
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(20)	51	10	(40)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(5)	2	(44)	136
Rémunération fondée sur des actions	43	79	214	(102)
Prospection	21	—	145	28
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(88)	(130)	(433)	(496)
Autres	17	20	(124)	(20)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(1 060)	153	(899)	242
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 175	2 803	8 846	9 988
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(2 205)	(1 814)	(6 959)	(6 850)
Acquisitions	—	—	—	(842)
Produit de la cession d'actifs	10	39	68	3 074
Produit des instruments d'atténuation des risques	300	—	300	—
Autres placements	3	(7)	(3)	(6)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(193)	36	(51)	26
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 085)	(1 746)	(6 645)	(4 598)
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette à court terme	35	(16)	13	(1 221)
Variation nette de la dette à long terme	426	10	414	(4)
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	(500)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	9	6	188	213
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 7)	(408)	(359)	(1 451)	(500)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(195)	(170)	(756)	(664)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(133)	(529)	(1 592)	(2 676)
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents</b>				
	(1 043)	528	609	2 714
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(12)	(12)	(19)	12
Trésorerie et équivalents au début de la période	5 448	3 287	3 803	1 077
<b>Trésorerie et équivalents à la clôture de la période</b>	<b>4 393</b>	<b>3 803</b>	<b>4 393</b>	<b>3 803</b>
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	260	238	642	672
Impôt sur le résultat payé	415	298	1 510	885

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 des variations des capitaux propres**

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Différences de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
<b>31 décembre 2010</b>	20 188	507	(451)	14	14 934	35 192	1 565 489
Résultat net	—	—	—	—	4 304	4 304	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	244	—	—	244	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(339)	(339)	—
Résultat global	—	—	244	—	3 965	4 209	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	325	(57)	—	—	—	268	9 920
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	12	—	—	—	(12)	—	355
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(222)	—	—	—	(278)	(500)	(17 128)
Rémunération fondée sur des actions	—	94	—	—	—	94	—
Économie d'impôt liée à la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	1	—	—	—	1	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(664)	(664)	—
<b>31 décembre 2011</b>	20 303	545	(207)	14	17 945	38 600	1 558 636
Résultat net	—	—	—	—	<b>2 783</b>	<b>2 783</b>	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	<b>(16)</b>	—	—	<b>(16)</b>	—
Variation nette des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	<b>(1)</b>	—	<b>(1)</b>	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	<b>(177)</b>	<b>(177)</b>	—
Résultat global	—	—	<b>(16)</b>	<b>(1)</b>	<b>2 606</b>	<b>2 589</b>	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	<b>255</b>	<b>(49)</b>	—	—	—	<b>206</b>	<b>10 804</b>
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	<b>15</b>	—	—	—	<b>(15)</b>	—	<b>479</b>
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 7)	<b>(609)</b>	—	—	—	<b>(842)</b>	<b>(1 451)</b>	<b>(46 862)</b>
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions (note 7)	<b>(19)</b>	—	—	—	<b>(29)</b>	<b>(48)</b>	—
Rémunération fondée sur des actions	—	<b>83</b>	—	—	—	<b>83</b>	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	<b>(756)</b>	<b>(756)</b>	—
<b>31 décembre 2012</b>	<b>19 945</b>	<b>579</b>	<b>(223)</b>	<b>13</b>	<b>18 909</b>	<b>39 223</b>	<b>1 523 057</b>

Se reporter aux notes annexes.

## NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des entités 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 des 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 4 février 2013, date à laquelle le comité d'audit a approuvé ces états financiers au nom du conseil d'administration.

#### b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables suivies pour l'établissement des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Ces méthodes comptables ont été appliquées de la même façon 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 des événements prévus se concrétisent. Les estimations et hypothèses significatives utilisées dans la préparation des états financiers sont mentionnées 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 portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le virement et dans les charges du secteur recevant le virement; ces montants sont éliminés à la consolidation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre									
	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	<b>1 941</b>	2 409	<b>1 513</b>	1 831	<b>6 488</b>	6 354	<b>31</b>	30	<b>9 973</b>	10 624
Produits intersectoriels	<b>784</b>	924	<b>52</b>	73	<b>67</b>	10	<b>(903)</b>	(1 007)	—	—
Moins les redevances	<b>(65)</b>	(278)	<b>(464)</b>	(440)	—	—	—	—	<b>(529)</b>	(718)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	<b>2 660</b>	3 055	<b>1 101</b>	1 464	<b>6 555</b>	6 364	<b>(872)</b>	(977)	<b>9 444</b>	9 906
Autres produits	—	5	<b>24</b>	1	<b>11</b>	(9)	<b>56</b>	63	<b>91</b>	60
	<b>2 660</b>	3 060	<b>1 125</b>	1 465	<b>6 566</b>	6 355	<b>(816)</b>	(914)	<b>9 535</b>	9 966
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	<b>60</b>	19	<b>185</b>	144	<b>5 180</b>	5 143	<b>(954)</b>	(910)	<b>4 471</b>	4 396
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>1 312</b>	1 418	<b>142</b>	276	<b>590</b>	610	<b>143</b>	81	<b>2 187</b>	2 385
Transport	<b>63</b>	112	<b>87</b>	30	<b>54</b>	47	<b>(10)</b>	—	<b>194</b>	189
Charges d'amortissement et de déplétion et pertes de valeur	<b>2 552</b>	392	<b>300</b>	474	<b>128</b>	118	<b>35</b>	39	<b>3 015</b>	1 023
Prospection	<b>18</b>	7	<b>53</b>	3	—	—	—	—	<b>71</b>	10
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	16	—	(9)	<b>(5)</b>	(5)	—	—	<b>(5)</b>	2
Frais de démarrage de projets	<b>19</b>	21	—	—	<b>1</b>	—	—	—	<b>20</b>	21
Charges (produits) de financement	<b>33</b>	19	<b>27</b>	21	<b>4</b>	15	<b>132</b>	(164)	<b>196</b>	(109)
	<b>4 057</b>	2 004	<b>794</b>	939	<b>5 952</b>	5 928	<b>(654)</b>	(954)	<b>10 149</b>	7 917
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>(1 397)</b>	1 056	<b>331</b>	526	<b>614</b>	427	<b>(162)</b>	40	<b>(614)</b>	2 049
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	—	(4)	<b>181</b>	273	<b>98</b>	28	<b>(9)</b>	3	<b>270</b>	300
Différé	<b>(357)</b>	270	<b>2</b>	(31)	<b>68</b>	92	<b>(35)</b>	(9)	<b>(322)</b>	322
	<b>(357)</b>	266	<b>183</b>	242	<b>166</b>	120	<b>(44)</b>	(6)	<b>(52)</b>	622
<b>Résultat net</b>	<b>(1 040)</b>	790	<b>148</b>	284	<b>448</b>	307	<b>(118)</b>	46	<b>(562)</b>	1 427
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	<b>1 574</b>	1 271	<b>353</b>	262	<b>252</b>	221	<b>26</b>	60	<b>2 205</b>	1 814

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre

(en millions de dollars)	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	8 378	8 583	5 947	6 293	26 109	25 657	89	77	40 523	40 610
Produits intersectoriels	3 124	3 420	529	491	212	56	(3 865)	(3 967)	—	—
Moins les redevances	(684)	(799)	(1 631)	(1 472)	—	—	—	—	(2 315)	(2 271)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	10 818	11 204	4 845	5 312	26 321	25 713	(3 776)	(3 890)	38 208	38 339
Autres produits	20	31	71	(3)	27	58	290	367	408	453
	10 838	11 235	4 916	5 309	26 348	25 771	(3 486)	(3 523)	38 616	38 792
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	211	383	444	585	20 395	20 547	(3 949)	(3 790)	17 101	17 725
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	5 375	5 169	795	850	2 286	2 182	492	223	8 948	8 424
Transport	337	399	182	116	204	219	(38)	2	685	736
Charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur	3 964	1 374	1 857	2 035	468	444	161	99	6 450	3 952
Prospection	71	56	238	60	—	—	—	—	309	116
(Profit) perte à la cession d'actifs	(29)	122	(1)	31	(13)	(16)	(1)	(1)	(44)	136
Frais de démarrage de projets	57	163	—	—	3	—	—	—	60	163
Charges (produits) de financement	127	74	81	65	5	13	(147)	319	66	471
	10 113	7 740	3 596	3 742	23 348	23 389	(3 482)	(3 148)	33 575	31 723
<b>Résultat avant impôt</b>	725	3 495	1 320	1 567	3 000	2 382	(4)	(375)	5 041	7 069
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	1	(3)	1 154	907	342	162	18	55	1 515	1 121
Différé	266	895	28	354	529	494	(80)	(99)	743	1 644
	267	892	1 182	1 261	871	656	(62)	(44)	2 258	2 765
<b>Résultat net</b>	458	2 603	138	306	2 129	1 726	58	(331)	2 783	4 304
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	4 957	5 100	1 261	874	646	633	95	243	6 959	6 850

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

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

(Augmentation (diminution), en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2011	Période de 12 mois close le 31 décembre 2011
Produits des activités ordinaires, montant brut	(171)	(998)
Achats de pétrole brut et de produits	(171)	(998)
Résultat net	—	—

#### 4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	<b>85</b>	90	<b>246</b>	301
(Pertes) profits à l'évaluation des stocks	<b>(34)</b>	8	<b>(13)</b>	(19)
Activités de gestion des risques	—	(19)	<b>1</b>	(22)
Produit financier et produit d'intérêts	<b>25</b>	10	<b>80</b>	141
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	<b>14</b>	14	<b>59</b>	64
Autres	<b>1</b>	(43)	<b>35</b>	(12)
	<b>91</b>	60	<b>408</b>	453

#### 5. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS ET REPRISES

##### *Sables pétrolifères*

Pour le quatrième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 1,487 G\$ relativement à son projet de valorisation *Voyageur* au cœur de son secteur d'exploitation des sables pétrolifères. En raison de l'incertitude entourant les perspectives économiques de ce projet de valorisation, un test de dépréciation a été mené au 31 décembre 2012, au moyen d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de vente. La Société a utilisé une méthode des flux de trésorerie futurs prévus et un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable des actifs nets de la Société liés au projet de valorisation *Voyageur* s'élevait à environ 345 M\$.

Les pertes de valeur ont été comptabilisées dans les charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur.

##### *Syrie*

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé une reprise de perte de valeur de 177 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'instabilité politique et des sanctions internationales touchant le pays. Un test de dépréciation a été mené à ce moment, et il a permis de déterminer que les actifs n'avaient pas subi de perte de valeur.

Comme la situation politique n'avait pas été résolue à la fin du deuxième trimestre de 2012, les actifs de la Société en Syrie ont été soumis à un nouveau test de dépréciation en vertu duquel la Société a constaté des pertes de valeur après impôt de 694 M\$. Ces pertes de valeur ont été comptabilisées dans les charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur et portées en diminution des immobilisations corporelles (604 M\$) et d'autres actifs courants (23 M\$). La Société a aussi sorti le reste de ses créances en Syrie (67 M\$). Une diminution de 64 M\$ de créances avait précédemment été comptabilisée au 31 décembre 2011.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M\$ lié aux instruments d'atténuation des risques pour ses activités en Syrie. Ce produit est assujéti à une condition de remboursement advenant la reprise des activités de Suncor en Syrie, et il a été comptabilisé au 31 décembre 2012 dans la tranche non courante de la provision.

Après la réception du produit lié aux instruments d'atténuation des risques, un test de dépréciation a été mené au 31 décembre 2012, au moyen d'une méthodologie fondée sur la valeur d'utilité. La Société a utilisé une méthode fondée sur les flux de

trésorerie attendus d'après les données portant sur les réserves à la clôture de l'exercice 2011 qui ont été mises à jour selon les meilleures estimations de la Société concernant les prix obtenus et les réserves restantes, en fonction des trois scénarios suivants : i) une reprise des activités normales d'ici un an, ii) une reprise des activités normales d'ici cinq ans et iii) une perte totale. Les deux scénarios dans lesquels la Société reprend ses activités normales tenaient compte du remboursement du produit lié aux instruments d'atténuation des risques conformément aux modalités de l'entente. Ces scénarios ont été pondérés selon les probabilités que se réalisent les meilleures estimations de la Société, et les valeurs actualisées ont été calculées à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 19 %.

Les reprises de pertes de valeur de 177 M\$ ont été comptabilisées dans les charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur et portées en diminution des immobilisations corporelles.

La valeur comptable des immobilisations corporelles de la Société en Syrie, après déduction de la provision pour instruments d'atténuation des risques au 31 décembre 2012, s'élevait à environ 130 M\$.

#### *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 y ayant été interrompue en raison de la violence du climat politique. Les pertes de valeur ont été inscrites aux charges d'amortissement et de dépréciation 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 d'une perte de valeur de 11 M\$ qui avait été comptabilisée relativement aux stocks de pétrole brut. Cette reprise s'explique par la levée de certaines sanctions politiques et par le fait que le coentrepreneur a confirmé l'existence des stocks de pétrole brut que la Société avait sortis.

Les paiements liés à la production ont repris en janvier 2012 à la faveur de la reprise de la production dans les principaux champs pétrolifères au cours du premier trimestre de 2012. Par conséquent, une évaluation a été effectuée au moyen d'une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après les données portant sur les réserves à la clôture de l'exercice 2012 à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 % afin de refléter l'incertitude liée à l'instabilité politique constante dans la région, aux niveaux de production actuels et à l'échéancier et au succès des engagements à l'égard d'éventuels forages de prospection. Aucune reprise de perte de valeur n'a été comptabilisée au 31 décembre 2012.

La valeur comptable des actifs nets de Suncor en Lybie au 31 décembre 2012, après déduction de la perte de valeur des actifs et des sorties, s'élevait à environ 650 M\$.

#### *Autres*

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 65 M\$ en raison de l'incertitude entourant la mise en valeur future de ses actifs de prospection et d'évaluation sur la côte Est du Canada et les baux de biens-fonds arctiques de son secteur Prospection et production du gaz naturel. De plus, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 63 M\$ liées à certaines unités génératrices de trésorerie (« UGT ») de son secteur Exploration et production en raison d'une baisse des prévisions de prix. La valeur recouvrable a été déterminée à l'aide d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de vente, selon les flux de trésorerie attendus d'après les réserves à la fin de l'exercice 2012 et un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %.

Au quatrième trimestre de 2011, la Société a comptabilisé un montant de 100 M\$ lié à la perte de valeur de certaines UGT du gaz naturel du secteur Prospection et production, qui représente la valeur recouvrable fondée sur les flux de trésorerie actualisés.

Les pertes de valeur ont été inscrites aux charges d'amortissement et de dépréciation et pertes de valeur.

## 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 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	5	13	83	94
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	39	70	269	(95)
	<b>44</b>	<b>83</b>	<b>352</b>	<b>(1)</b>

## 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 un deuxième programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat aux fins d'annulation d'au plus 1,0 G\$ de ses actions ordinaires entre le 20 septembre 2012 et le 19 septembre 2013.

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012, la Société a racheté 46,9 millions (17,1 millions en 2011) de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 1 451 M\$ (500 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 609 M\$ (222 M\$ en 2011) de ce montant a été imputée au capital-actions et une tranche de 842 M\$ (278 M\$ en 2011), aux résultats non distribués.

La Société a aussi comptabilisé un passif de 48 M\$ pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne prévue aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant. Du passif comptabilisé, 19 M\$ ont été imputés au capital-actions et 29 M\$, aux résultats non distribués.

## 8. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Intérêts sur la dette	155	176	643	661
Intérêts capitalisés	(143)	(157)	(587)	(559)
Charge d'intérêts	12	19	56	102
Charge de désactualisation	45	35	182	157
Perte (profit) de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	91	(179)	(181)	183
Écarts de change et autres	48	16	9	29
	<b>196</b>	<b>(109)</b>	<b>66</b>	<b>471</b>

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

Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a pratiquement adopté une hausse de 12 % du taux d'imposition supplémentaire 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 lorsqu'elle a réévalué les soldes d'impôt différé.

## 10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Résultat net	<b>(562)</b>	1 427	<b>2 783</b>	4 304
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions <sup>1)</sup>	—	—	<b>(7)</b>	(86)
Résultat net dilué	<b>(562)</b>	1 427	<b>2 776</b>	4 218
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 529</b>	1 566	<b>1 545</b>	1 571
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions <sup>2)</sup>	—	6	<b>4</b>	11
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	<b>1 529</b>	1 572	<b>1 549</b>	1 582
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	<b>(0,37)</b>	0,91	<b>1,80</b>	2,74
Résultat dilué par action	<b>(0,37)</b>	0,91	<b>1,79</b>	2,67

- 1) Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait l'effet dilutif le plus important pour les périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2012 et 2011.
- 2) L'effet dilutif des deux millions d'options pour le trimestre clos le 31 décembre 2012 n'intervient pas dans la détermination du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, car son inclusion aurait un effet antidilutif sur la perte nette par action ordinaire.

## 11. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR

En janvier 2013, la Société a reçu un avis de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 dans le cadre du règlement de contrats dérivés relatifs à Buzzard. Même si la Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et contestera cette lettre, l'ARC pourrait néanmoins décider d'émettre un avis de nouvelle cotisation dans le but d'augmenter d'environ 1,2 G\$ le montant d'impôt à payer. La Société croit fermement qu'elle sera en mesure de faire valoir sa position fiscale initiale, de sorte qu'aucun impôt supplémentaire ne sera exigible. Toutefois, même si elle dépose un avis de contestation, la Société serait tenue d'effectuer un paiement minimal correspondant à 50 % du montant réclamé dans l'avis de nouvelle cotisation, soit environ 600 M\$, ce montant devant rester dans les comptes jusqu'au règlement du différend.



**Sommaire trimestriel des résultats opérationnels**

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
<b>Sables pétrolifères</b>							
<b>Production totale (kb/j)</b>	<b>378,7</b>	378,9	337,8	341,1	356,8	<b>359,2</b>	339,3
<b>Production, à l'exclusion de Syncrude</b>							
Total (kb/j)	<b>342,8</b>	341,3	309,2	305,7	326,5	<b>324,8</b>	304,7
Firebag (kb/j de bitume)	<b>123,4</b>	113,0	95,8	83,6	71,7	<b>104,0</b>	59,5
MacKay River (kb/j de bitume)	<b>27,9</b>	17,0	32,0	31,0	29,7	<b>27,0</b>	30,0
<b>Ventes (kb/j)</b>							
Brut léger peu sulfureux	<b>82,3</b>	104,4	98,9	89,5	109,9	<b>93,8</b>	85,5
Diesel	<b>9,7</b>	28,7	27,0	32,8	36,1	<b>24,5</b>	24,3
Brut léger sulfureux	<b>174,4</b>	175,9	110,9	183,0	158,1	<b>161,1</b>	170,6
Bitume	<b>57,3</b>	36,4	56,7	27,5	14,5	<b>44,5</b>	24,0
<b>Total des ventes</b>	<b>323,7</b>	345,4	293,5	332,8	318,6	<b>323,9</b>	304,4
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (\$/b)</b>							
Brut léger peu sulfureux	<b>90,76</b>	87,84	88,18	98,57	103,51	<b>91,17</b>	98,50
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	<b>70,79</b>	77,73	73,79	88,14	94,07	<b>77,83</b>	84,93
Total	<b>75,87</b>	80,79	78,64	90,95	97,33	<b>81,69</b>	88,74
<b>Charges opérationnelles (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>35,20</b>	31,85	37,60	36,25	37,05	<b>35,15</b>	37,10
Gaz naturel	<b>2,80</b>	1,50	1,40	1,85	1,95	<b>1,90</b>	1,95
<b>Charges opérationnelles décaissées*<sup>2)</sup></b>	<b>38,00</b>	33,35	39,00	38,10	39,00	<b>37,05</b>	39,05
Frais de démarrage de projets	<b>0,60</b>	0,55	0,75	0,05	0,70	<b>0,50</b>	1,45
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>3)</sup></b>	<b>38,60</b>	33,90	39,75	38,15	39,70	<b>37,55</b>	40,50
Charges d'amortissement et de déplétion	<b>15,75</b>	14,55	15,05	14,15	11,55	<b>14,90</b>	10,55
<b>Total des charges opérationnelles<sup>4)</sup></b>	<b>54,35</b>	48,45	54,80	52,30	51,25	<b>52,45</b>	51,05
<b>Charges opérationnelles – production de bitume in situ seulement (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>11,90</b>	14,60	17,75	18,80	23,75	<b>15,50</b>	20,10
Gaz naturel	<b>5,20</b>	3,40	3,05	3,65	5,15	<b>3,90</b>	5,40
<b>Charges opérationnelles décaissées*<sup>5)</sup></b>	<b>17,10</b>	18,00	20,80	22,45	28,90	<b>19,40</b>	25,50
Frais de démarrage de projets	<b>1,00</b>	0,70	0,20	(1,25)	0,50	<b>0,25</b>	3,90
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>6)</sup></b>	<b>18,10</b>	18,70	21,00	21,20	29,40	<b>19,65</b>	29,40
Charges d'amortissement et de déplétion et pertes de valeur	<b>12,40</b>	12,45	11,70	8,55	9,90	<b>11,40</b>	7,35
<b>Total des charges opérationnelles<sup>7)</sup></b>	<b>30,50</b>	31,15	32,70	29,75	39,30	<b>31,05</b>	36,75
<b>Syncrude</b>							
<b>Production (kb/j)</b>	<b>35,9</b>	37,6	28,6	35,4	30,3	<b>34,4</b>	34,6
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (\$/b)</b>	<b>90,90</b>	90,24	90,61	98,82	105,33	<b>92,69</b>	101,80
<b>Charges opérationnelles** (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>37,60</b>	33,40	52,15	32,25	45,85	<b>38,10</b>	38,80
Gaz naturel	<b>1,60</b>	0,95	0,95	1,25	1,65	<b>1,20</b>	1,65
<b>Charges opérationnelles décaissées*<sup>2)</sup></b>	<b>39,20</b>	34,35	53,10	33,50	47,50	<b>39,30</b>	40,45
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>3)</sup></b>	<b>39,20</b>	34,35	53,10	33,50	47,50	<b>39,30</b>	40,45
Charges d'amortissement et de déplétion et pertes de valeur	<b>16,90</b>	13,80	17,15	14,80	16,05	<b>15,55</b>	15,60
<b>Total des charges opérationnelles<sup>4)</sup></b>	<b>56,10</b>	48,15	70,25	48,30	63,55	<b>54,85</b>	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 12 mois closes les	
	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
<b>Exploration et production</b>							
<b>Production totale</b> (kbep/j)	<b>177,8</b>	156,4	204,6	221,2	219,7	<b>189,9</b>	206,7
<b>Amérique du Nord (activités terrestres)</b>							
<b>Production</b>							
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>264</b>	279	294	323	335	<b>290</b>	357
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	<b>5,9</b>	5,5	5,1	5,8	5,0	<b>5,6</b>	5,1
Production totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	<b>299</b>	312	325	358	365	<b>323</b>	388
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup>							
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>2,96</b>	2,15	1,63	2,03	3,18	<b>2,17</b>	3,55
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	<b>71,43</b>	72,91	79,25	84,34	90,58	<b>76,93</b>	85,30
<b>Côte Est du Canada</b>							
<b>Production</b> (kb/j)							
Terra Nova	<b>2,2</b>	—	13,3	19,6	14,3	<b>8,8</b>	16,2
Hibernia	<b>29,1</b>	15,7	31,0	28,7	30,2	<b>26,1</b>	30,9
White Rose	<b>17,0</b>	7,0	5,5	17,0	18,9	<b>11,6</b>	18,5
	<b>48,3</b>	22,7	49,8	65,3	63,4	<b>46,5</b>	65,6
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>108,37</b>	108,49	104,25	122,31	111,77	<b>112,15</b>	108,42
<b>International</b>							
<b>Production</b> (kbep/j)							
<i>Mer du Nord</i>							
Buzzard	<b>35,3</b>	41,9	57,9	57,0	55,0	<b>48,0</b>	42,9
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	3,8
<i>Autres – International</i>							
Libye	<b>44,4</b>	39,8	42,7	39,2	24,6	<b>41,5</b>	12,1
Syrie	—	—	—	—	15,9	—	17,6
	<b>79,7</b>	81,7	100,6	96,2	95,5	<b>89,5</b>	76,4
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup> (\$/bep)							
Buzzard	<b>104,19</b>	104,06	103,18	111,83	106,41	<b>106,12</b>	105,18
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	—	92,49
Autres – International	<b>108,05</b>	107,32	109,44	118,47	102,42	<b>110,65</b>	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 12 mois closes les	
	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	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	19,6	20,2	20,2	19,2	20,1	19,8	20,9
Distillats	13,4	12,5	10,7	11,2	12,2	12,0	12,8
Total des ventes de carburants de transport	33,0	32,7	30,9	30,4	32,3	31,8	33,7
Produits pétrochimiques	1,8	1,7	2,3	2,2	1,7	2,0	2,1
Asphalte	2,3	3,5	2,2	1,6	2,2	2,4	2,4
Autres	5,2	4,9	7,0	4,4	4,6	5,4	5,3
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>42,3</b>	<b>42,8</b>	<b>42,4</b>	<b>38,6</b>	<b>40,8</b>	<b>41,6</b>	<b>43,5</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>							
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	32,2	32,6	30,6	30,3	30,7	31,4	32,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	91	92	87	86	90	89	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	20,3	21,3	20,8	19,4	19,7	20,4	18,8
Distillats***	20,5	18,2	18,8	18,4	17,5	19,0	17,6
Total des ventes de carburants de transport	40,8	39,5	39,6	37,8	37,2	39,4	36,4
Asphalte	1,5	1,9	1,8	1,2	1,1	1,6	1,2
Autres	2,4	3,3	3,7	2,5	2,5	3,0	2,0
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>44,7</b>	<b>44,7</b>	<b>45,1</b>	<b>41,5</b>	<b>40,8</b>	<b>44,0</b>	<b>39,6</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>							
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	37,3	37,6	37,3	36,4	32,8	37,2	32,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	101	101	101	98	90	100	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 12 mois closes les	
	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
<b>Revenus nets</b>							
<b>Amérique du Nord (activités terrestres)</b> (\$/kpi <sup>3e</sup> )							
Prix moyen obtenu <sup>8)</sup>	<b>4,65</b>	3,81	3,48	3,98	4,54	<b>3,97</b>	4,81
Redevances	<b>(0,38)</b>	(0,28)	(0,20)	(0,24)	(0,48)	<b>(0,27)</b>	(0,48)
Frais de transport	<b>(0,27)</b>	(0,35)	(0,34)	(0,27)	(0,23)	<b>(0,31)</b>	(0,23)
Charges opérationnelles	<b>(1,39)</b>	(1,63)	(1,56)	(1,48)	(1,66)	<b>(1,51)</b>	(1,55)
Revenus opérationnels nets	<b>2,61</b>	1,55	1,38	1,99	2,17	<b>1,88</b>	2,55
<b>Côte Est du Canada</b> (\$/b)							
Prix moyen obtenu <sup>8)</sup>	<b>110,69</b>	112,91	106,73	123,73	114,35	<b>114,46</b>	110,31
Redevances	<b>(27,17)</b>	(31,16)	(38,83)	(34,72)	(36,95)	<b>(33,40)</b>	(34,49)
Frais de transport	<b>(2,32)</b>	(4,42)	(2,48)	(1,42)	(2,58)	<b>(2,31)</b>	(1,89)
Charges opérationnelles	<b>(12,00)</b>	(33,17)	(12,71)	(8,53)	(9,36)	<b>(13,57)</b>	(8,04)
Revenus opérationnels nets	<b>69,20</b>	44,16	52,71	79,06	65,46	<b>65,18</b>	65,89
<b>Mer du Nord – Buzzard</b> (\$/b)							
Prix moyen obtenu <sup>8)</sup>	<b>106,62</b>	106,35	105,55	114,13	108,43	<b>108,46</b>	107,18
Frais de transport	<b>(2,43)</b>	(2,29)	(2,37)	(2,30)	(2,02)	<b>(2,34)</b>	(2,00)
Charges opérationnelles	<b>(10,71)</b>	(8,24)	(3,36)	(4,80)	(3,64)	<b>(6,38)</b>	(4,71)
Revenus opérationnels nets	<b>93,48</b>	95,82	99,82	107,03	102,77	<b>99,74</b>	100,47
<b>Autres – Mer du Nord</b> (\$/bep)							
Prix moyen obtenu <sup>8)</sup>	—	—	—	—	—	—	94,86
Frais de transport	—	—	—	—	—	—	(2,37)
Charges opérationnelles	—	—	—	—	—	—	(17,82)
Revenus opérationnels nets	—	—	—	—	—	—	74,67
<b>Autres – International</b> (\$/bep)							
Prix moyen obtenu <sup>8)</sup>	<b>108,34</b>	107,67	109,79	118,84	102,68	<b>110,99</b>	96,06
Redevances	<b>(81,09)</b>	(61,02)	(57,50)	(67,13)	(54,06)	<b>(66,93)</b>	(54,69)
Frais de transport	<b>(0,29)</b>	(0,35)	(0,35)	(0,37)	(0,26)	<b>(0,34)</b>	(0,30)
Charges opérationnelles	<b>(1,97)</b>	(1,13)	(2,76)	(1,86)	(7,52)	<b>(1,94)</b>	(6,75)
Revenus opérationnels nets	<b>24,99</b>	45,17	49,18	49,48	40,84	<b>41,78</b>	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 à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

### 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 vente de distillats présentés antérieurement ont été ajustés afin de retirer certains volumes de vente 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 servant à la comparaison 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