



## QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2011

Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 décembre 2011  
31 janvier 2012

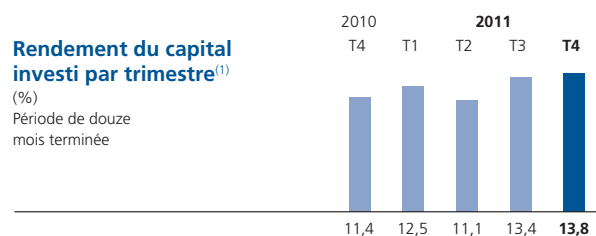
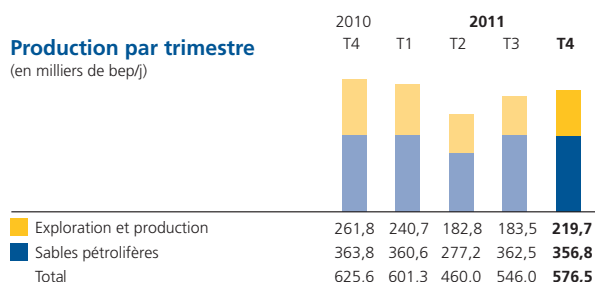
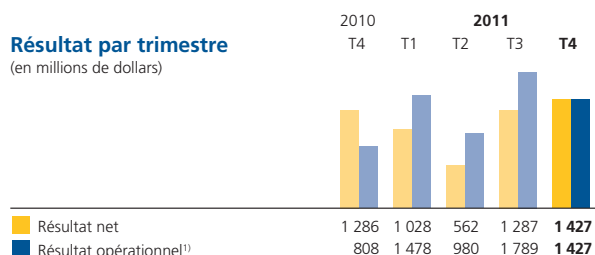
# Résultats du quatrième trimestre de Suncor Énergie : Suncor boucle un exercice record par un quatrième trimestre vigoureux

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 du Canada (les « PCGR »). 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.

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat net de 1,427 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net de 1,286 G\$ (0,82 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2010. Le résultat opérationnel<sup>(1)</sup>, qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas représentatifs du rendement opérationnel, a augmenté pour atteindre 1,427 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 808 M\$ (0,52 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2010. Cette hausse est principalement attribuable à la hausse des prix moyens réalisés en amont. En conséquence, le rendement du capital investi<sup>(1)</sup> a atteint 13,8 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011, du jamais vu depuis la fusion avec Petro-Canada.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>(1)</sup> se sont établis à 2,650 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2011, contre 2,132 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2010. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont entraîné la hausse du résultat opérationnel.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) ont atteint en moyenne 326 500 barils par jour (b/j) au quatrième trimestre de 2011, ce qui représente une légère hausse par rapport à la production de 325 900 b/j au quatrième trimestre de 2010. La production du quatrième trimestre de 2011 s'est composée d'un pourcentage plus élevé de pétrole brut synthétique peu sulfureux, en raison de la grande fiabilité des unités de valorisation.



(1) Mesures financières hors PCGR. Le rendement du capital investi (RCI) 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.

La production totale en amont de Suncor s'est chiffrée en moyenne à 576 500 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 625 600 bep/j au quatrième trimestre de 2010. La diminution des volumes de production s'explique par les cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011, par la production plus faible en Libye durant la période de redémarrage de la production (après la levée des sanctions) et par les pannes opérationnelles survenues aux installations de Syncrude.

« En 2011, nous avons continué de mettre l'accent sur l'excellence opérationnelle, ce qui a donné lieu à une forte hausse de la fiabilité à l'échelle de la Société et à des niveaux de production record dans le secteur des Sables pétrolifères, a déclaré Rick George, chef de la direction. Après avoir mené, à notre deuxième unité de valorisation, le plus vaste programme de travaux de maintenance de notre histoire, nous avons connu nos deux meilleurs trimestres à ce jour pour ce qui est de la production du secteur des Sables pétrolifères, qui a culminé au record mensuel de 345 000 barils par jour en décembre. »

La production moyenne de bitume *in situ* de la Société s'est chiffrée à 101 400 b/j au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 85 800 b/j au quatrième trimestre de 2010. L'augmentation est principalement attribuable à l'accroissement de la production qui a résulté de la mise en service de la première plateforme de puits de l'agrandissement de la phase 3 de Firebag et du récent creusage de puits intercalaires à l'emplacement de plateformes de puits existantes. À la fin de l'exercice, la production de bitume *in situ* de Suncor était de 111 000 b/j. Pour ce qui est des activités d'exploitation minière de la Société, l'extraction du minerai dans le prolongement nord de la mine de Steepbank a commencé à la fin décembre.

Les charges opérationnelles décaissées<sup>(1)</sup> du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) se sont établies à 39,60 \$ par baril au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 36,70 \$ par baril au quatrième trimestre de 2010. Cette augmentation s'explique par la hausse des charges opérationnelles décaissées totales *in situ*, les nouveaux actifs mis en service dans le cadre de la troisième phase d'agrandissement de Firebag ayant permis d'accélérer la cadence de production.

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude lui a rapporté un volume de production moyen de 30 300 b/j pour le quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 37 900 b/j pour le trimestre correspondant de 2010. La cadence de production de Syncrude a été ralentie pendant une bonne partie du trimestre, en raison des travaux de maintenance effectués à l'égard d'une unité d'hydrogène et des problèmes opérationnels survenus à une unité de cokéfaction.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 219 700 bep/j au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 261 800 bep/j au quatrième trimestre de 2010. Le recul de la production s'explique principalement par les cessions d'actifs non essentiels réalisées au cours de la dernière année, une production supplémentaire d'environ 26 000 bep/j ayant été tirée de ces actifs au quatrième trimestre de 2010, ainsi que par la plus faible production en Libye durant la phase de remise en marche des activités de production dans ce pays après la levée des sanctions.

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a affiché des ventes de produits raffinés totalisant en moyenne 81 600 mètres cubes par jour (m<sup>3</sup>/j) pour le quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 89 200 m<sup>3</sup>/j pour le quatrième trimestre de 2010. La baisse du volume des ventes s'explique principalement par le plus faible débit de traitement enregistré à la raffinerie d'Edmonton en raison de problèmes d'approvisionnement en hydrogène auprès du fournisseur tiers et par le fléchissement de la demande de mazout de chauffage observé dans l'est du Canada en raison du temps plus clément.

Suncor a inscrit un résultat net de 4,304 G\$ (2,74 \$ par action ordinaire) pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, en comparaison d'un résultat net de 3,829 G\$ (2,45 \$ par action ordinaire) pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. Le résultat opérationnel s'est accru en 2011 pour s'établir à 5,674 G\$ (3,61 \$ par action ordinaire), en comparaison de 2,634 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire) en 2010. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont atteint

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

9,746 G\$ en 2011 (6,20 \$ par action ordinaire) en 2011, en hausse comparativement à ceux de 2010, qui s'étaient établis à 6,656 G\$ (4,25 \$ par action ordinaire).

« Le modèle d'affaires intégré de Suncor a révélé sa pleine valeur en 2011. En effet, il a permis de maximiser les marges réalisées sur nos barils de pétrole alors que l'instabilité économique et la volatilité sur les marchés des marchandises persistaient partout dans le monde, a déclaré Steve Williams, président et chef de l'exploitation. En dépit de cette volatilité, le résultat opérationnel annuel de Suncor a plus que doublé comparativement à 2010, et nos flux de trésorerie annuels provenant des activités opérationnelles ont atteint des niveaux record, ce qui est de très bon augure pour la performance financière future de la Société. »

## ANALYSE DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE 31 janvier 2012

### Table des matières

1. Mises en garde	4
2. Faits saillants du quatrième trimestre	6
3. Information financière consolidée	7
4. Résultats sectoriels et analyse	12
5. Mise à jour des dépenses en immobilisations	25
6. Situation financière et situation de trésorerie	27
7. Données financières trimestrielles	28
8. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	28
9. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	35

### 1. MISES EN GARDE

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor », ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc., à ses filiales, à ses partenariats et à ses participations dans des coentreprises, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

#### Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, plus précisément la norme comptable internationale IAS 34, « Information financière intermédiaire », qui figure dans la partie I du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* et est conforme au cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2011, la Société a adopté les IFRS pour l'établissement de ses états financiers consolidés et a appliqué les exigences d'IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière ». Auparavant, la Société établissait ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada en vigueur avant le 1<sup>er</sup> janvier 2011 (le « référentiel comptable antérieur »). Les chiffres comparatifs qui figurent dans le présent document relativement aux résultats de 2010 de Suncor ont été retraités pour les rendre conformes aux IFRS. L'incidence de la transition aux IFRS sur les états financiers de la Société présentés antérieurement pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2010 est décrite dans les notes annexes des états financiers consolidés intermédiaires non audités. L'incidence de la transition aux IFRS sur l'état de la situation financière d'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2010 est présentée dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011. Les chiffres comparatifs qui figurent dans le présent document relativement aux résultats de 2009 de Suncor ont été établis selon le référentiel comptable antérieur, et ni IFRS 1 ni les Autorités canadiennes en valeurs mobilières n'exigent que ces chiffres soient retraités pour les rendre conformes aux IFRS.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, sauf indication contraire. Certains montants des exercices antérieurs ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré. Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro Canada, appelée la « fusion » dans le présent document.

#### Autres mises en garde

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, notamment ceux décrits dans le présent document et dans les autres documents d'information de Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces énoncés sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement

différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent document.

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 importants; le risque d'atteinte à la réputation; et le risque lié à l'obtention de permis, à la main-d'œuvre et l'équipement et à d'autres questions précisées à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent document. Une analyse détaillée des facteurs de risque pour la Société est présentée à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion 2010 de Suncor.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en  $Mpi^3e$  de gaz naturel, en supposant que six  $kpi^3$  équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure  $Mpi^3e$ , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six  $kpi^3$  de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeuse.

### **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
$kpi^3$	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Secteurs financier et des affaires</u>	
$kpi^3e$	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	T4	Trimestre clos le 31 décembre
$Mpi^3$	millions de pieds cubes de gaz naturel	CUM	Période de 12 mois close le 31 décembre
$Mpi^3e$	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
$Mpi^3e/j$	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour	WCS	Western Canadian Select
$m^3$	mètres cubes		
$m^3/j$	mètres cubes par jour		
MW	mégawatts		

## 2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

- **Un autre trimestre vigoureux en ce qui a trait au résultat opérationnel et aux flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles.**
  - Le résultat net consolidé s'est établi à 1,427 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 1,286 G\$ pour le quatrième trimestre de 2010.
  - Le résultat opérationnel<sup>(1)</sup> du quatrième trimestre de 2011 s'est établi à 1,427 G\$, en comparaison de 808 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010.
  - Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles<sup>(1)</sup> se sont établis à 2,650 G\$ au quatrième trimestre de 2011, contre 2,132 G\$ au quatrième trimestre de 2010.
  - Le RCI<sup>(1)</sup> (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est élevé à 13,8 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011, en comparaison de 11,4 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2010.
  - La dette nette s'établissait à 7,0 G\$ au 31 décembre 2011, en baisse par rapport à celle de 11,3 G\$ inscrite au 31 décembre 2010.
- **Changement au sein de la direction – Départ à la retraite du chef de la direction de Suncor après de nombreuses années de service.** Au début de décembre, le chef de la direction de Suncor, Rick George, a annoncé son intention de prendre sa retraite, après avoir passé plus de 20 ans à la barre de la Société. Steve Williams, chef de l'exploitation de Suncor, a été nommé président et membre du conseil d'administration de la Société, et il remplira le rôle de chef de la direction après le départ à la retraite de M. George, en mai 2012.
- **Solide rendement du secteur Sables pétrolifères.** La production tirée du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) pour le mois de décembre 2011 a atteint le niveau moyen record de 345 000 b/j, et la production de pétrole peu sulfureux a compté pour 46 % du volume des ventes du quatrième trimestre de 2011, ce qui représente le plus fort pourcentage moyen pour un trimestre ayant été enregistré par la Société en deux ans. La production de bitume issue des installations *in situ* s'est établie en moyenne à 101 400 b/j pour le trimestre, ce qui comprend la nouvelle production tirée de la première plateforme de puits de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag et des nouveaux puits intercalaires mis en service dans le cadre de ce projet. À la fin de 2011, la production de bitume des installations *in situ* de Suncor se chiffrait à 111 000 b/j, en hausse d'environ 30 % par rapport à la production moyenne enregistrée pour le quatrième trimestre de 2010.
- **Mise à jour relative aux récents événements en Libye et en Syrie.** Les activités de production de la coentreprise de la Société en Libye ont repris avec succès à trois des cinq champs, et Suncor a commencé à recevoir des paiements relatifs à des ventes de pétrole brut. La Société a confiance que les affaires reprendront au pays.  
Alors que l'agitation fomentait toujours en Syrie, d'autres sanctions ont été imposées, si bien que Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a interrompu ses activités dans ce pays. Par conséquent, elle a cessé d'inscrire toute production et tout revenu provenant de ses actifs situés en Syrie. La Société continue de se conformer à toutes les sanctions applicables.
- **Hausses de la capacité de raffinage qui témoignent de la fiabilité soutenue du secteur Raffinage et commercialisation.** Par suite d'améliorations sur le plan de la fiabilité et de l'exploitation, Suncor a révisé à la hausse les capacités nominales de la raffinerie de Montréal et de la raffinerie de Commerce City, lesquelles sont respectivement passées de 130 000 b/j à 137 000 b/j et de 93 000 b/j à 98 000 b/j à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012.
- **Entrée en production de projets de croissance.** La Société a commencé à extraire du minerai dans le prolongement nord de la mine de Steepbank à la fin de décembre. L'unité d'hydrogène du projet Millenium Naphta Unit (MNU) a commencé à produire de l'hydrogène, et il est prévu qu'elle atteindra sa pleine capacité nominale au premier trimestre de 2012.
- **Fin du programme de rachat d'actions.** Le programme de rachat d'actions de Suncor a pris fin. Dans le cadre de ce programme, lancé en septembre 2011, Suncor a racheté 17,1 millions d'actions et a remis 500 M\$ aux actionnaires. Même si le programme de rachat d'actions a nécessité d'importantes sorties de fonds, les soldes de trésorerie de Suncor ont augmenté au cours du quatrième trimestre de 2011, pour atteindre 3,8 G\$.

(1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

### 3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

#### Faits saillants financiers et opérationnels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	<b>790</b>	484	<b>2 603</b>	1 520
Exploration et production	<b>284</b>	386	<b>306</b>	1 938
Raffinage et commercialisation	<b>307</b>	367	<b>1 726</b>	819
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	<b>46</b>	49	<b>(331)</b>	(448)
<b>Total</b>	<b>1 427</b>	1 286	<b>4 304</b>	3 829
<b>Résultat opérationnel<sup>(1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>835</b>	345	<b>2 737</b>	1 379
Exploration et production	<b>372</b>	275	<b>1 358</b>	1 193
Raffinage et commercialisation	<b>307</b>	366	<b>1 726</b>	796
Siège social, activités de négociation de l'énergie et élimination	<b>(87)</b>	(178)	<b>(147)</b>	(734)
<b>Total</b>	<b>1 427</b>	808	<b>5 674</b>	2 634
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>(1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>1 417</b>	796	<b>4 572</b>	2 777
Exploration et production	<b>780</b>	948	<b>2 846</b>	3 325
Raffinage et commercialisation	<b>534</b>	610	<b>2 574</b>	1 538
Siège social, activités de négociation de l'énergie et élimination	<b>(81)</b>	(222)	<b>(246)</b>	(984)
<b>Total</b>	<b>2 650</b>	2 132	<b>9 746</b>	6 656
<b>Volumes de production (kbep/j)</b>				
Sables pétrolifères	<b>356,8</b>	363,8	<b>339,3</b>	318,2
Exploration et production	<b>219,7</b>	261,8	<b>206,7</b>	296,9
<b>Total</b>	<b>576,5</b>	625,6	<b>546,0</b>	615,1

(1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de l'exercice précédent. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

#### Résultat net et résultat opérationnel

Le résultat net consolidé de Suncor s'est établi à 1,427 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 1,286 G\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 1,427 G\$ pour le quatrième trimestre de 2011, contre 808 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Les facteurs positifs qui ont influé sur le résultat net et le résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010 comprennent les suivants :

- Les prix moyens réalisés pour le pétrole brut ont été plus élevés au quatrième trimestre de 2011, en raison de la hausse marquée des prix de référence du brut WTI et Brent. Les prix moyens réalisés pour le secteur Sables pétrolifères ont en outre bénéficié d'une composition des ventes avantageuse, comprenant un plus fort pourcentage de produits de brut peu sulfureux ayant une valeur plus élevée.

- Au quatrième trimestre de 2011, la Société a incorporé une plus grande proportion de ses coûts d'emprunt au coût des actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, ce qui a entraîné une baisse de la charge d'intérêts.
- La charge de rémunération fondée sur des actions s'est établie, après impôt, à 65 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 83 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par la hausse plus modeste du cours de l'action ordinaire de la Société. L'incidence sur les différents secteurs de la Société de la charge de rémunération fondée sur des actions de 65 M\$ comptabilisée au quatrième trimestre de 2011 s'est répartie comme suit : 24 M\$ pour le secteur Sables pétrolifères; 21 M\$ pour le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations; 15 M\$ pour le secteur Raffinage et commercialisation; et 5 M\$ pour le secteur Exploration et production.

Ces facteurs positifs ont été atténués par les facteurs suivants :

- Les volumes de production du secteur Exploration et production ont fléchi, passant de 261,8 kbep/j à 219,7 kbep/j, en raison principalement des cessions d'actifs non essentiels et du plus faible volume produit en Libye durant la phase de redémarrage des activités de production dans ce pays qui a été amorcée après la levée des sanctions.
- Les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ont augmenté, en raison principalement de la hausse des coûts de production *in situ* liés à la troisième phase d'agrandissement de Firebag et de l'augmentation des coûts d'extraction minière, lesquels ont grimpé en raison des coûts qui ont résulté de la nécessité d'extraire, d'une zone composée de minerai de qualité moindre, une plus grande quantité de minerai pour maintenir un approvisionnement en bitume suffisant.

### **Ajustements du résultat opérationnel**

Le profit de change latent découlant de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains a donné lieu à la comptabilisation d'un profit de change après impôt de 156 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un profit après impôt de 252 M\$ au quatrième trimestre de 2010.

De plus, au quatrième trimestre de 2011 :

- Suncor a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 68 M\$ relativement à certains biens de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en raison de la diminution du prix à terme du gaz naturel.
- Suncor a comptabilisé des sorties après impôt de 35 M\$ et de 23 M\$ à l'égard des stocks de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères et du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations, respectivement, par suite d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers.
- Suncor a comptabilisé, dans les résultats de son secteur Exploration et production, une provision après impôt de 31 M\$ au titre d'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.
- Suncor a repris des pertes de valeur après impôt de 11 M\$ sur des stocks de pétrole brut en Libye qu'elle avait initialement comptabilisées au deuxième trimestre de 2011, le partenaire de coentreprise de la Société en Syrie ayant confirmé l'existence et la vente de ces stocks.

Au quatrième trimestre de 2010 :

- Suncor avait comptabilisé dans les autres produits un profit après impôt de 186 M\$ lié à la modification des pourcentages de participation directe dans le champ pétrolifère Terra Nova pour la période allant du 1<sup>er</sup> février 2005 au 31 décembre 2010. La participation directe de Suncor était passée de 33,990 % à 37,675 % par suite de cette modification.



- Suncor avait comptabilisé, dans les résultats de son secteur Exploration et production, des pertes de valeur après impôt de 98 M\$ se rapportant essentiellement à certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), en raison principalement de la diminution du prix du gaz naturel.
- Suncor avait comptabilisé un recouvrement de redevances après impôt de 93 M\$ par suite de la modification, par le gouvernement de l'Alberta, du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2010.

### Rapprochement du résultat opérationnel consolidé <sup>(1), (2)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
<b>Résultat net présenté</b>	<b>1 427</b>	1 286	<b>4 304</b>	3 829
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(156)</b>	(252)	<b>161</b>	(372)
Pertes de valeur et sorties <sup>(3)</sup>	<b>115</b>	98	<b>629</b>	306
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>(4)</sup>	—	—	<b>442</b>	—
Perte (profit) sur cessions importantes <sup>(5)</sup>	<b>10</b>	(21)	<b>107</b>	(826)
Ajustements de provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion <sup>(6)</sup>	<b>31</b>	6	<b>31</b>	68
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés <sup>(7)</sup>	—	(48)	—	(233)
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova <sup>(8)</sup>	—	(186)	—	(166)
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume <sup>(9)</sup>	—	(93)	—	(51)
Frais de fusion et d'intégration	—	18	—	79
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 427</b>	808	<b>5 674</b>	2 634

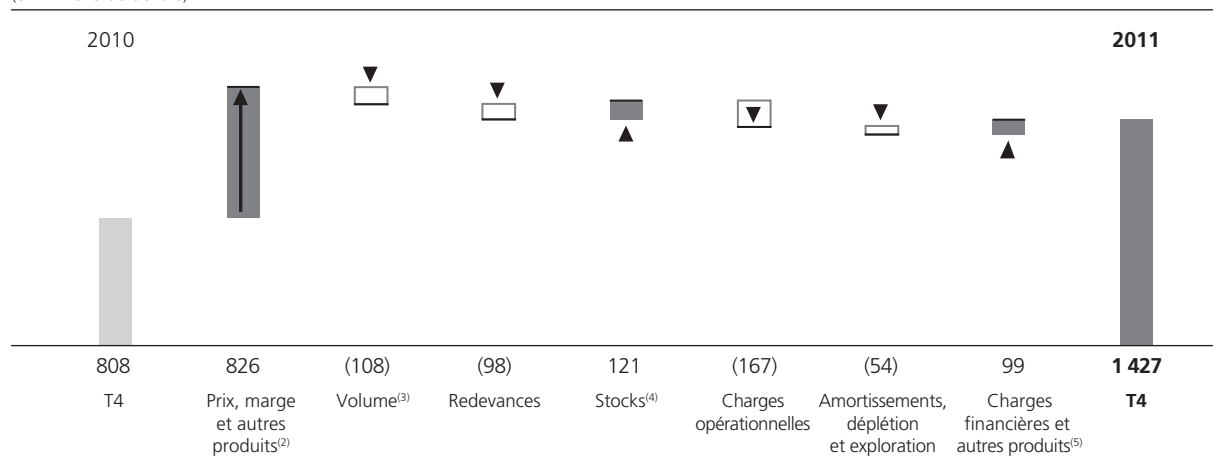
- (1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- (2) La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- (3) Les pertes de valeur comptabilisées en 2011 comprennent des pertes de valeur inscrites à l'égard d'actifs en Libye par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique, des pertes de valeur inscrites relativement à certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la baisse des prix du gaz naturel, ainsi que des pertes de valeur comptabilisées à l'égard de stocks détenus par les secteurs Sables pétroliers et Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations par suite d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers. Les ajustements comptabilisés en 2010 incluaient des pertes de valeur inscrites à l'égard de certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la baisse des prix du gaz naturel, des pertes de valeur inscrites relativement à des actifs au R.-U. qui étaient détenus en vue de la vente, ainsi qu'une sortie de montants comptabilisés au titre du matériel d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétroliers.
- (4) Ajustements apportés à l'impôt différé de la Société par suite de la hausse du taux d'imposition britannique des profits tirés d'activités pétrolières et gazières en mer du Nord.
- (5) Les cessions importantes réalisées en 2011 se composent de la cession partielle des participations de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills ainsi que de la vente d'actifs non essentiels dans l'Ouest canadien et la partie britannique de la mer du Nord. En 2010, les principales cessions comprenaient la vente d'actifs à Trinité-et-Tobago, dans les zones néerlandaise et britannique de la mer du Nord et dans les Rocheuses américaines, ainsi que la vente de nombreux actifs gaziers dans l'Ouest canadien.
- (6) Les ajustements de 2011 rendent compte d'une provision inscrite relativement à un différend au sujet de redevances couvrant une période précédant la fusion avec Petro-Canada. Les ajustements de 2010 ont trait à des engagements relatifs au transport par pipeline que la Société a jugés défavorables en raison de la cession de certains actifs non essentiels du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), à la sortie de certains biens non prouvés du secteur Exploration et production, à des changements apportés à la provision relativement à l'abandon du projet

d'unité de cokéfaction de la raffinerie de Montréal, à un forage improductif en Libye et à d'autres estimations des coûts associés aux contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») en Libye.

- (7) Les ajustements représentent les variations de la juste valeur des dérivés importants sur le pétrole brut utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des profits et des pertes réalisés dont la comptabilisation a lieu au moment du règlement final de ces dérivés. La Société détient également des dérivés moins importants aux fins de la gestion des risques pour lesquels elle n'ajuste pas le résultat net. En 2011, la Société ne détenait aucun dérivé important sur le pétrole brut aux fins de la gestion des risques.
- (8) Ajustement découlant du règlement intervenu au quatrième trimestre de 2010 relativement à la nouvelle détermination des participations directes dans le champ pétrolifère Terra Nova. Le résultat opérationnel des trimestres des périodes précédentes de 2009 et de 2010 a été retraité pour rendre compte de la portion respective du montant de règlement attribuable à chacun de ces trimestres.
- (9) L'ajustement reflète l'incidence d'un recouvrement de redevances comptabilisé au quatrième trimestre de 2010 par suite de la modification, par le gouvernement de l'Alberta, du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2010. Le résultat opérationnel des trimestres des périodes précédentes de 2009 et de 2010 a été retraité pour rendre compte de la portion respective du montant de règlement attribuable à chacun de ces trimestres.

### Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé<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 portant sur le résultat net et le résultat opérationnel qui précède le rapprochement du résultat opérationnel consolidé figurant dans le présent document, ainsi qu'à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent document. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.
- (2) Tient compte des prix réalisés avant redevances et coûts de transport, des marges de raffinage et de commercialisation, des autres produits opérationnels et de l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.
- (3) Calculé en fonction des volumes de production en amont et du volume des ventes du secteur Raffinage et commercialisation.
- (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) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

## Contexte commercial

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

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	<b>94,05</b>	89,75	102,55	94,10	85,20	76,20	78,05	78,70
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	<b>109,00</b>	113,40	117,30	104,95	86,50	76,85	78,30	76,25
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	<b>5,55</b>	14,80	14,05	15,65	10,85	9,35	10,45	6,50
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	<b>98,20</b>	92,50	103,85	88,40	80,70	74,90	75,50	80,95
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/baril	<b>10,45</b>	17,65	17,65	22,85	18,10	15,65	14,00	9,05
Condensat à Edmonton	\$ US/baril	<b>108,70</b>	101,65	112,40	98,35	85,70	74,50	82,70	84,65
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>3,40</b>	3,70	3,75	3,80	3,60	3,50	3,85	5,35
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>22,80</b>	36,45	29,25	19,40	12,20	9,60	12,50	7,95
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>19,20</b>	33,30	29,70	16,45	9,20	10,15	11,05	5,65
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>26,45</b>	36,50	29,35	21,40	13,50	16,60	15,50	8,55
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>20,40</b>	33,10	27,30	18,50	8,50	8,60	11,20	7,70
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>0,98</b>	1,02	1,03	1,01	0,99	0,96	0,97	0,96
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,98</b>	0,95	1,04	1,03	1,01	0,97	0,94	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 relativement aux régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

Les prix de référence du pétrole brut WTI et Brent ont été nettement plus élevés au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010. Le Brent a continué de se négocier à un prix plus élevé que le WTI, l'écart de prix s'établissant en moyenne à 14,95 \$ US/b pour le quatrième trimestre de 2011. Cet écart s'est toutefois considérablement amenuisé durant le trimestre, de sorte qu'il était de moins de 10 \$ US/b à la fin de 2011.

L'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd s'est lui aussi considérablement rétréci au quatrième trimestre de 2011 et s'est révélé moins important qu'au quatrième trimestre de 2010, ce qui s'est traduit par une hausse des prix réalisés moyens pour les ventes de bitume, mais aussi par une diminution des marges de raffinage.

Le prix moyen du gaz naturel au carrefour AECO a été moins élevé au quatrième trimestre de 2011 qu'à la période correspondante de l'exercice précédent, et il a chuté de façon abrupte en décembre pour terminer l'année à environ 2,60 \$/kpi<sup>3</sup>.

Les marges de craquage 3-2-1 ont été nettement plus élevées au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010. Les marges de craquage ont été moins élevées qu'au troisième trimestre de 2011, en raison du rétrécissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI et de la diminution des marges de craquage pour l'essence.

## 4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

### SABLES PÉTROLIFÈRES

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Produits bruts	<b>3 504</b>	2 832	<b>13 001</b>	9 690
Moins les redevances	<b>(278)</b>	(139)	<b>(799)</b>	(681)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>3 226</b>	2 693	<b>12 202</b>	9 009
Résultat net	<b>790</b>	484	<b>2 603</b>	1 520
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	<b>835</b>	345	<b>2 737</b>	1 379
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>1 417</b>	796	<b>4 572</b>	2 777

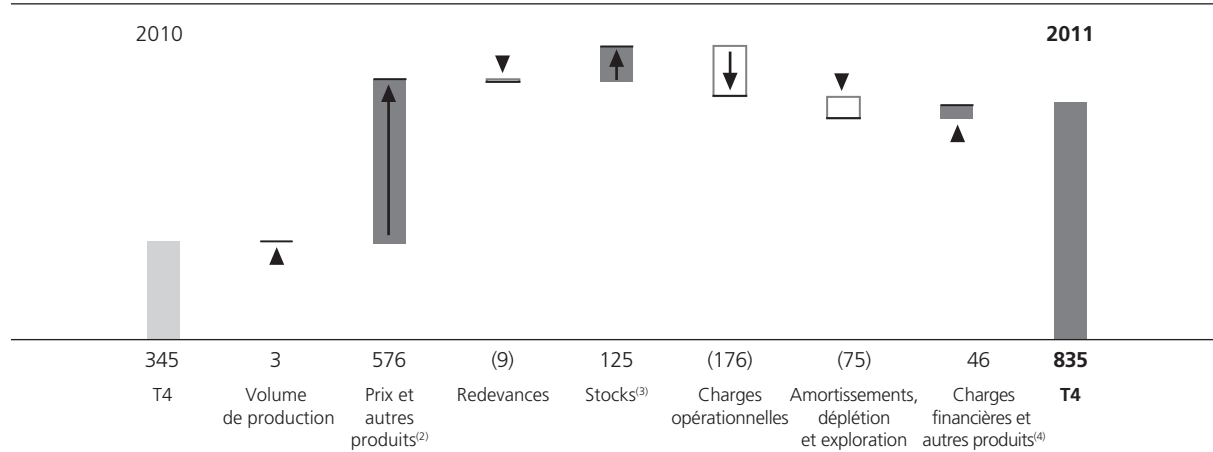
(1) Mesures financières hors PCGR. La Société a retraité le résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net de 790 M\$ et un résultat opérationnel de 835 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net de 484 M\$ et d'un résultat opérationnel de 345 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 1,417 G\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 796 M\$ au quatrième trimestre de 2010. Ces augmentations sont principalement attribuables à l'élargissement des marges qui a résulté de la hausse des prix réalisés, de même qu'à l'accroissement de la production et des ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de diesel, des produits à marge plus élevée. Ces facteurs favorables ont toutefois été partiellement neutralisés par la hausse des charges opérationnelles liées à la production *in situ* attribuable principalement à la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag.

#### Résultat opérationnel

##### 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 en détail dans le texte descriptif qui suit immédiatement cette analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

- (2) Tient compte des prix réalisés avant redevances et coûts de transport, des autres produits opérationnels et de 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) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

## Volumes de production

(en kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Production (à l'exclusion de Syncrude)	<b>326,5</b>	325,9	<b>304,7</b>	283,0
Production de Syncrude	<b>30,3</b>	37,9	<b>34,6</b>	35,2
<b>Total</b>	<b>356,8</b>	363,8	<b>339,3</b>	318,2

Les volumes de production (à l'exclusion de Syncrude) se sont établis en moyenne à 326,5 kb/j au quatrième trimestre de 2011, en légère hausse par rapport à la production moyenne de 325,9 kb/j enregistrée au quatrième trimestre de 2010. Une production moyenne record de 345 kb/j a été dégagée pour le mois de décembre, grâce à la hausse de la production de bitume provenant de Firebag et à l'augmentation de la quantité de minerai de bitume extraite, partiellement contrebalancées par la qualité inférieure du minerai de bitume. Suncor s'attend à ce que la moins bonne qualité du minerai de bitume se trouvant au front de taille de la mine Millennium ait une incidence défavorable sur l'exploitation minière au cours des neuf prochains mois, après quoi la qualité du minerai rencontré devrait retrouver le niveau précédemment observé.

Les volumes moyens de production de bitume *in situ* ont été de 101,4 kb/j au quatrième trimestre de 2011, contre 85,8 kb/j au quatrième trimestre de 2010. La production de Firebag s'est établie à 71,7 kb/j, en hausse de 18,8 kb/j comparativement à celle du quatrième trimestre de 2010, en raison principalement de l'accroissement de la production qui a résulté de la mise en service de la première plateforme de puits de la troisième phase d'agrandissement du projet et du récent creusage de puits intercalaires à l'emplacement de plateformes de puits existantes. La production moyenne de MacKay River s'est quant à elle établie à 29,7 kb/j au quatrième trimestre de 2011, en baisse par rapport à celle de 32,9 kb/j enregistrée pour le quatrième trimestre de 2010, en raison des travaux de maintenance planifiés qui se sont poursuivis jusqu'à la fin de la première semaine d'octobre. Au cours du trimestre, Suncor a mis en service six puits dans le cadre d'une nouvelle phase de MacKay River, et elle a entrepris des travaux d'injection de vapeur dans certains autres puits. La production future qui sera tirée de ces nouveaux puits, conjuguée aux efforts de reconditionnement de puits qui sont en cours, devrait permettre de compenser la déplétion naturelle des réserves. À la fin de l'exercice, la production de bitume *in situ* de Suncor était d'environ 111 000 b/j.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a fléchi pour se fixer à 30,3 kb/j au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 37,9 kb/j au quatrième trimestre de 2010. Des problèmes opérationnels imprévus survenus en septembre 2011 à l'une des usines d'hydrogène ont nécessité l'exécution de travaux de maintenance qui ont entraîné une réduction de la production durant une partie du quatrième trimestre. De plus, l'une des unités de cokéfaction de Syncrude a connu des problèmes opérationnels qui se sont soldés par une brève interruption de service, suivie d'un redémarrage de la production à plus faible cadence. Comme l'unité de cokéfaction n'avait pas encore retrouvé sa pleine cadence de production à la fin du trimestre, Syncrude prévoit procéder à un arrêt de la production en vue d'effectuer de nouveaux travaux de maintenance en février 2012.

**Prix réalisés et volume des ventes**

(tous les chiffres excluent Syncrude, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Prix réalisé moyen <sup>(1),(2)</sup> (\$/baril)	<b>97,33</b>	70,95	<b>88,74</b>	69,58
Prix réalisé moyen par rapport au WTI <sup>(1),(2)</sup> (\$ CA/baril)	<b>1,10</b>	(15,32)	<b>(5,35)</b>	(12,33)
Volume des ventes (kb/j)	<b>318,6</b>	311,4	<b>304,4</b>	279,3
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	<b>46/54</b>	31/69	<b>36/64</b>	37/63
Prix réalisé moyen – Syncrude <sup>(1)</sup> (\$/baril)	<b>105,33</b>	84,40	<b>101,80</b>	80,93

(1) Prix réalisé moyen calculé avant redevances et déduction faite des coûts de transport.

(2) Le prix réalisé moyen tient compte des profits et des pertes sur dérivés réalisés.

Le pourcentage des ventes de brut peu sulfureux par rapport aux ventes de brut sulfureux s'est révélé nettement plus favorable au quatrième trimestre de 2011 (46 %/54 %) qu'au quatrième trimestre de 2010 (31 %/69 %), grâce surtout à la fiabilité accrue des unités de valorisation secondaire. Il s'agit même du plus haut pourcentage enregistré pour un trimestre depuis deux ans.

Au quatrième trimestre de 2011, le prix moyen réalisé par Suncor pour les ventes de sa production (à l'exclusion de Syncrude) s'est élevé à 97,33 \$ le baril (WTI plus 1,10 \$ le baril), comparativement à 70,95 \$ le baril (WTI moins 15,32 \$ le baril) au quatrième trimestre de 2010. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'augmentation des prix de référence du pétrole brut et à la composition plus favorable des ventes de brut peu sulfureux/sulfureux. Le prix moyen réalisé pour les ventes relativement au WTI a augmenté, en raison surtout de la composition plus avantageuse des ventes de brut peu sulfureux/sulfureux, de l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique peu sulfureux et des marges de craquage élevées dégagées sur le diesel. De même, le prix moyen réalisé par Suncor pour la production de Syncrude a été plus élevé au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010, grâce notamment à l'augmentation des prix de référence du pétrole brut et à l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique peu sulfureux par rapport au WTI.

**Redevances**

Les redevances ont été légèrement plus élevées au quatrième trimestre de 2011 qu'à la période correspondante de 2010. Les redevances du secteur Sables pétrolifères sont fonction principalement de la valeur du bitume, qui s'est révélée plus élevée au quatrième trimestre de 2011 en raison de la hausse du cours du WTI et du rétrécissement des écarts léger/lourd. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par l'augmentation des déductions pour dépenses en immobilisations, surtout à l'égard du projet d'implantation de l'infrastructure de gestion des résidus TROMC.

**Stocks**

Le facteur d'écart sur stocks a été positif, car les stocks produits au cours de la période précédente à des coûts de production relativement plus bas ont été vendus et remplacés par des stocks produits au cours de la période écoulée à des coûts de production relativement plus élevés.

**Rapprochement des charges opérationnelles décaissées**

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont accrues, s'établissant en moyenne à 39,60 \$ au quatrième trimestre de 2011, contre 36,70 \$ au quatrième trimestre de 2010, l'incidence de la hausse des

charges opérationnelles décaissées totales ayant été à peine atténuée par l'accroissement des volumes de production. Bien qu'elles aient augmenté par rapport à celles du quatrième trimestre de 2010, les charges opérationnelles décaissées par baril de production de bitume *in situ* ont diminué chaque mois durant le quatrième trimestre de 2011, parallèlement à la hausse de la production de Firebag. La Société s'attend à ce que les charges opérationnelles décaissées par baril de production de bitume *in situ* continuent de diminuer à mesure que la production provenant de la troisième phase d'agrandissement de Firebag augmentera.

Les charges opérationnelles décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, s'établissant à 1,191 G\$ au quatrième trimestre de 2011, contre 1,099 G\$ au quatrième trimestre de 2010. Cette augmentation se rapporte principalement à nos installations de production *in situ* et s'explique par les coûts accrus de main-d'œuvre, de maintenance relative au gaz naturel et de soutien qui ont été engagés pour l'essentiel à l'égard de la troisième phase d'agrandissement de Firebag. De plus, les coûts d'extraction minière ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des coûts de main-d'œuvre, de location et de maintenance plus élevés qui ont dû être engagés pour extraire, d'une zone composée de minerai de qualité moindre, une plus grande quantité de minerai devant permettre de maintenir un approvisionnement en bitume suffisant et pour procéder à l'enlèvement d'une plus importante couche de morts-terrains.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>1 418</b>	1 270	<b>5 169</b>	4 537
Moins les charges opérationnelles liées à Syncrude	<b>(136)</b>	(109)	<b>(529)</b>	(473)
Moins les autres coûts non liés à la production <sup>(1)</sup>	<b>(166)</b>	(63)	<b>(299)</b>	(201)
Autres ajustements <sup>(2)</sup>	<b>75</b>	1	<b>138</b>	127
Charges opérationnelles décaissées <sup>(3)</sup>	<b>1 191</b>	1 099	<b>4 479</b>	3 990
Charges opérationnelles décaissées <sup>(3)</sup> (\$ par baril)	<b>39,60</b>	36,70	<b>40,20</b>	38,65

(1) Les autres coûts importants non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés à la remobilisation ou au report de projets de croissance ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai.

(2) Les autres ajustements comprennent l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks, l'augmentation des passifs liés aux provisions de restauration et de remise en état et le coût du diluant acheté.

(3) Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR, que l'on obtient en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux – mesure conforme aux PCGR – en fonction des charges qui, de l'avis de la direction, ne se rattachent pas à la production des actifs du secteur Sables pétrolifères exploités par Suncor. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

## Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles de Syncrude ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010, en raison principalement de l'augmentation des coûts de maintenance engagés pour les travaux de maintenance périodique et pour les travaux de maintenance non planifiés, de même que de la hausse des coûts du carburant.

En outre, la Société continue d'engager des coûts relativement à la remobilisation de certains projets de croissance qui avaient été mis en veilleuse durant la période de ralentissement économique de la fin de 2008 et du début de 2009. Les coûts avant impôt liés à la mise en veilleuse se sont élevés à 14 M\$ au quatrième trimestre de 2011 et à 20 M\$ au quatrième trimestre de 2010. Les coûts de mise en veilleuse comprennent les coûts liés au maintien en bon état du matériel et des installations des projets mis en veilleuse, les coûts liés à l'évaluation de l'état des actifs qui sont remis en service après avoir été mis en veilleuse, ainsi que les coûts liés à la remobilisation du matériel et de la main-d'œuvre.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a augmenté au quatrième trimestre de 2011 par rapport à celle de la période correspondante de 2010, par suite essentiellement de l'accroissement de la valeur des actifs qui a découlé de l'incorporation de coûts au moment de l'entrée en service récente d'actifs *in situ* et dans le cadre d'importants travaux de maintenance planifiés en 2010 et au deuxième trimestre de 2011.

## EXPLORATION ET PRODUCTION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Produits bruts	<b>1 904</b>	1 779	<b>6 784</b>	7 043
Moins les redevances	<b>(440)</b>	(292)	<b>(1 472)</b>	(1 377)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>1 464</b>	1 487	<b>5 312</b>	5 666
Résultat net	<b>284</b>	386	<b>306</b>	1 938
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	<b>372</b>	275	<b>1 358</b>	1 193
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>780</b>	948	<b>2 846</b>	3 325

(1) Mesures financières hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins de passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté 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 284 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net de 386 M\$ au quatrième trimestre de 2010. Le résultat net du quatrième trimestre de 2011 tient compte d'une perte de valeur après impôt d'un montant net de 57 M\$, qui résulte d'une perte de valeur de 68 M\$ inscrite relativement à certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la baisse des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancée par la reprise de pertes de valeur de 11 M\$ comptabilisées précédemment à l'égard de stocks de pétrole brut en Libye. Le résultat net du quatrième trimestre de 2011 tient également compte d'une provision après impôt de 31 M\$ liée à un différend concernant le versement de redevances au cours d'une certaine période précédant la fusion avec Petro-Canada. Le résultat net du quatrième trimestre de 2010 tenait compte d'un profit découlant de la modification de la participation directe de la Société dans le champ pétrolifère Terra Nova, qui était alors passée de 33,990 % à 37,675 %, de même que d'un règlement rétroactif connexe pour la période allant du 1<sup>er</sup> février 2005 au 31 décembre 2010. Le résultat net du quatrième trimestre de 2010 tenait également compte de pertes de valeur après impôt de 98 M\$ qui avaient été comptabilisées pour la plupart à l'égard de biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), par suite du fléchissement des prix du gaz naturel.

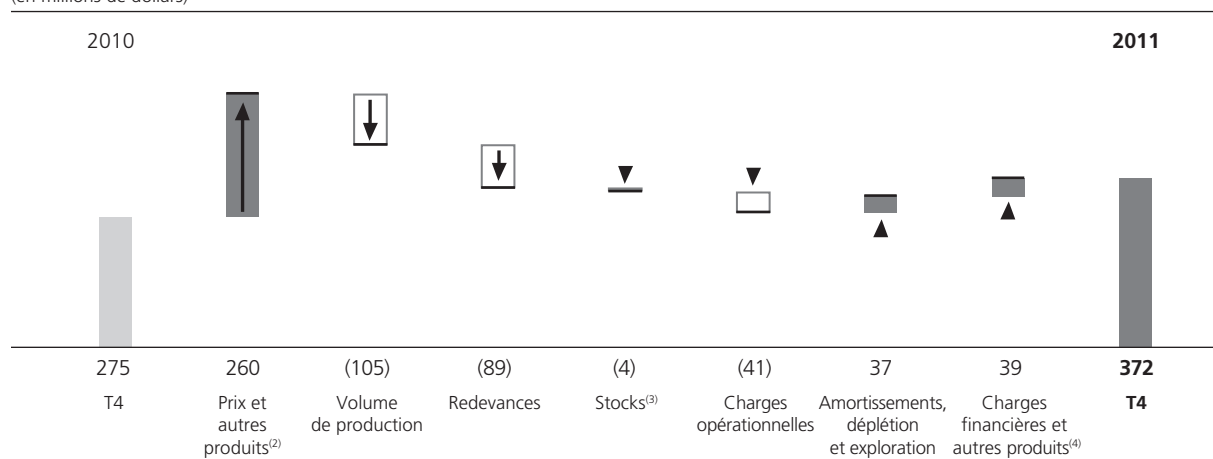
Le résultat opérationnel s'est chiffré à 372 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 275 M\$ au quatrième trimestre de 2010. La hausse du résultat opérationnel découle principalement de l'augmentation des prix moyens réalisés, atténuée par la diminution des volumes de production et l'augmentation des redevances.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 780 M\$ au quatrième trimestre de 2011, contre 948 M\$ au quatrième trimestre de 2010. La diminution des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, en dépit de la hausse du résultat opérationnel, s'explique principalement par l'inclusion, dans les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du quatrième trimestre de 2010, du profit résultant de la modification du pourcentage de participation directe dans le champ pétrolifère Terra Nova.



**Résultat opérationnel****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 en détail dans le texte descriptif qui suit immédiatement cette analyse de rapprochement. Cette analyse de rapprochement est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.
- (2) Comprend les prix réalisés avant 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) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

**Volumes de production**

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Production totale (kbep/j)	219,7	261,8	206,7	296,9
Côte Est du Canada (kb/j)	63,4	62,9	65,6	68,6
Mer du Nord (kbep/j)	55,0	74,3	46,7	79,0
Autres – International (kbep/j)	40,5	51,6	29,7	53,5
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi <sup>3</sup> e/j)	365	438	388	575

La production totale du quatrième trimestre de 2011 s'est chiffrée en moyenne à 219,7 kbep/j (ce qui comprend 69 % de pétrole brut et de liquides de gaz naturel), tandis que celle du quatrième trimestre de 2010 s'était chiffrée en moyenne à 261,8 kbep/j (ce qui comprenait 68 % de pétrole brut et de liquides de gaz naturel).

Au large de la côte Est du Canada, la production de Terra Nova s'est chiffrée en moyenne à 14,3 kb/j, en baisse de 4,7 kb/j par rapport à celle du quatrième trimestre de 2010. Cette diminution est principalement attribuable à l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines durant lesquels la production a été interrompue, de même qu'à la fermeture partielle de certains puits en raison de la présence de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S). La production de White Rose s'est accrue de 5,9 kb/j par rapport à celle du quatrième trimestre de 2010, ce qui s'explique essentiellement

par les travaux de maintenance planifiés qui avaient été exécutés au cours de ce trimestre. Quant à la production tirée d'Hibernia au quatrième trimestre de 2011, elle correspond essentiellement à celle du quatrième trimestre de 2010.

La production issue de la mer du Nord s'est repliée de 19,3 kbep/j au quatrième trimestre de 2011 comparativement au trimestre correspondant de 2010, en raison surtout des cessions d'actifs non essentiels situés dans les zones de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni, lesquels avaient dégagé une production de 18,7 kbep/j pour le quatrième trimestre de 2010. La production moyenne de Buzzard pour le quatrième trimestre de 2011 s'est chiffrée à 55,0 kbep/j, ce qui correspond essentiellement au volume enregistré pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, bien que la production de Buzzard ait souffert de plusieurs problèmes opérationnels et de contraintes de capacité touchant le système de pipeline Forties, qui sert au transport du brut.

La production du secteur Autres – International a diminué de 11,1 kbep/j au quatrième trimestre de 2011 comparativement au trimestre correspondant de 2010. Ce recul est en majeure partie attribuable à la production provenant de la Libye où, après le changement de régime gouvernemental annoncé vers la fin du troisième trimestre, la production a redémarré à trois des cinq champs, ce qui a permis de dégager une production moyenne de 24,6 kbep/j pour le trimestre. Suncor n'a pas redémarré la production aux deux autres champs durant le trimestre, mais elle prévoit le faire au cours du premier trimestre de 2012. Quant à la production provenant de la Syrie, elle s'est repliée légèrement comparativement à celle du quatrième trimestre de 2010. Toutefois, compte tenu des nouvelles sanctions qui interdisent la conclusion de transactions avec son partenaire de coentreprise en Syrie, Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a mis un terme à ses activités de production en Syrie pour une durée indéterminée, cessant de ce fait d'enregistrer de nouveaux volumes de production provenant de ce pays.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a reculé pour s'établir à 365 Mpi<sup>3</sup>e/j au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 438 Mpi<sup>3</sup>e/j au quatrième trimestre de 2010. Ce recul s'explique surtout par les cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011, ces actifs ayant fourni une production supplémentaire d'environ 44 Mpi<sup>3</sup>e/j au quatrième trimestre de 2010. La production provenant des autres biens du secteur du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a diminué par rapport au quatrième trimestre de 2010, en raison surtout de la déplétion naturelle des gisements.

#### Prix réalisés<sup>(1)</sup>

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Côte Est du Canada (\$/baril)	<b>111,77</b>	87,12	<b>108,42</b>	80,20
Mer du Nord (\$/bep)	<b>106,41</b>	84,78	<b>102,88</b>	77,98
Autres – International (\$/bep)	<b>102,42</b>	83,06	<b>95,76</b>	70,39
Amérique du Nord (activités terrestres) – gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,18</b>	3,38	<b>3,55</b>	4,04
Amérique du Nord (activités terrestres) – liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/baril)	<b>90,58</b>	71,02	<b>85,30</b>	67,06

(1) Les prix moyens réalisés sont calculés avant redevances et déduction faite des frais de transport.

Les prix moyens réalisés relativement aux ventes des secteurs Côte Est du Canada, Mer du Nord et Autres – International, ont été sensiblement plus élevés au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010, en raison surtout de l'augmentation du prix du pétrole brut Brent, lequel est demeuré supérieur à 100 \$ US le baril au quatrième trimestre.

## Redevances

Les redevances ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2011 qu'au trimestre correspondant de 2010. Les activités de Suncor en Libye et en Syrie sont menées aux termes de contrats de partage de la production. Les montants de redevances présentés au titre de ces activités reflètent la différence entre la participation directe de Suncor dans l'actif visé et le montant net des produits qui lui reviennent aux termes du contrat applicable. Tous les intérêts que détient le gouvernement dans des projets, exception faite de l'impôt sur le résultat, sont présentés comme des redevances. Au quatrième trimestre de 2011, le pourcentage de la production qui est demeuré invendu a été plus élevé qu'au quatrième trimestre de 2010, ce qui s'est traduit par une augmentation des intérêts du gouvernement présentés à titre de redevances. Les redevances du secteur Côte Est du Canada ont également augmenté, en raison surtout de la hausse des prix réalisés.

## Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont augmenté au quatrième trimestre de 2011 par rapport à celles du quatrième trimestre de 2010, en raison surtout de l'incidence de la comptabilisation par la Société d'une provision au titre des débiteurs relatifs à sa production en Syrie et des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés exécutés à Terra Nova. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'incidence des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été moins élevée au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010, en raison principalement du fléchissement des volumes de production qu'ont entraîné les cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011. Les frais d'exploration ont également diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, la Société n'ayant pas repris ses activités de prospection en Libye.

## Mise à jour concernant les répercussions des événements survenus en Libye

Le partenaire de coentreprise de Suncor, Harouge Oil Operations BV, a réussi à redémarrer la production à trois des cinq champs en Libye, et les travaux se poursuivent en vue de stabiliser les niveaux de production. À la fin de décembre 2011, la production était d'environ 30 kb/j. Les résultats du quatrième trimestre tiennent compte de la vente de deux cargaisons de pétrole brut, pour lesquelles la Société a reçu le paiement après la clôture de l'exercice. Suncor a bon espoir que les affaires reprendront progressivement en Libye et travaille à lever le cas de force majeure aux termes de ses CEPP.

Compte tenu de l'incertitude qui entourait la situation en Libye à la fin du deuxième trimestre de 2011, la direction a évalué qu'elle ne serait pas en mesure de réintégrer la Libye avant un an ou deux ans – envisageant même la possibilité de ne jamais être en mesure de reprendre la production dans ce pays – et que toute reprise des activités pourrait nécessiter des dépenses supplémentaires. Par conséquent, la Société a déterminé que la valeur de ses actifs en Libye s'était dépréciée, et elle a comptabilisé une charge de 259 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard de ses biens productifs inclus dans les immobilisations corporelles, une charge de 211 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation, et une charge de 44 M\$ (déduction faite de l'impôt sur le résultat de néant) à l'égard des stocks de pétrole brut et de matières.

Suncor a repris la discussion avec son partenaire de coentreprise au sujet des activités courantes et des projets à venir. Cependant, il plane encore trop d'incertitude quant à l'exploitation dans cette région, notamment en ce qui concerne les plans d'accroissement de la production et le calendrier d'exécution des travaux de prospection futurs, et aussi quant à l'étendue des dommages causés aux actifs de la Société, ce qui n'a pas encore été évalué en profondeur. C'est pourquoi, en date du 31 décembre 2011, aucun changement n'avait été apporté au montant des pertes de valeur sur les immobilisations corporelles ou les actifs au titre de la prospection et de l'évaluation comptabilisé par la Société au deuxième trimestre. Toutefois, la Société a été en mesure de confirmer l'existence et la vente de stocks de pétrole brut, qui ont été sortis; par conséquent, des pertes de valeur de 11 M\$ liées à des stocks de pétrole brut ont fait l'objet d'une reprise au quatrième trimestre.

### **Mise à jour concernant les répercussions des événements en Syrie**

En décembre 2011, alors que l'agitation fomentait toujours en Syrie, de nouvelles sanctions ont été imposées, et Suncor a dû déclarer un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et interrompre ses activités au pays. Suncor a rapatrié son personnel et pris des mesures pour continuer de soutenir ses employés syriens. Par conséquent, la Société a cessé de comptabiliser toute production et tout revenu provenant de ses actifs en Syrie. La Société estime que, si le cas de force majeure vient à être levé, elle aura alors le droit de recouvrer sa part de tout volume produit pendant la période où le cas de force majeure était en vigueur.

Suncor n'a pas encore reçu le paiement relatif à la production récente. Elle croit avoir droit à ce paiement, et elle travaillera de concert avec son partenaire de coentreprise en vue de le percevoir. Conformément aux PCGR, vu l'incertitude entourant le recouvrement de ces sommes créée par l'agitation politique et les sanctions en Syrie, Suncor a comptabilisé une provision après impôt de 63 M\$ à l'égard de ces créances, ce qui représente environ la moitié du montant total exigible.

Suncor a estimé la valeur recouvrable nette de ses actifs en Syrie en se fondant sur le montant estimé de ses flux de trésorerie nets futurs attendus, évalués selon une gamme de résultats possibles. À la lumière des résultats de cette évaluation, Suncor n'a pas eu à comptabiliser de pertes de valeur à l'égard de ses actifs en Syrie. Si la situation en Syrie vient à s'améliorer dans un avenir rapproché et que les sanctions sont levées, que les contrats de partage de la production et les contrats de vente retrouvent leur pleine force exécutoire et que les paiements relatifs à la vente d'hydrocarbures sont reçus, la valeur des actifs nets de Suncor en Syrie ne devrait pas subir de dépréciation. En revanche, si la situation ne s'améliore pas ou qu'elle se détériore, de sorte qu'il est impossible de reprendre les activités dans un avenir proche, la Société estime que ses actifs en Syrie pourraient éventuellement se trouver dépréciés. En 2011, les activités de Suncor en Syrie ont représenté environ 3 % du résultat net consolidé et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. La valeur comptable des actifs nets de Suncor en Syrie s'établissait à environ 900 M\$ au 31 décembre 2011.

Dans le cours normal de l'activité, Suncor détient des instruments d'atténuation des risques à l'égard de certains établissements à l'étranger, dont le montant global s'élève à environ 405 M\$ (avant impôt). De ce montant, une tranche de 300 M\$ peut être utilisée à l'égard des actifs de la Société en Syrie.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits opérationnels	<b>6 364</b>	5 660	<b>25 713</b>	20 860
Résultat net	<b>307</b>	367	<b>1 726</b>	819
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	<b>237</b>	324	<b>1 413</b>	532
Activités de commercialisation	<b>70</b>	42	<b>313</b>	264
	<b>307</b>	366	<b>1 726</b>	796
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>534</b>	610	<b>2 574</b>	1 538

(1) Mesures financières hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté 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 307 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net de 367 M\$ et d'un résultat opérationnel de 366 M\$ au quatrième trimestre de 2010.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 237 M\$ au résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2011, ce qui est moins qu'à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement à la diminution de la cadence de production de la raffinerie d'Edmonton qui a résulté des difficultés d'approvisionnement en hydrogène auprès du fournisseur tiers de la Société. De plus, les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent avaient bénéficié dans une plus large mesure d'une période de hausse des prix du brut, au cours de laquelle des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé avaient été vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement plus élevé. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 70 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en hausse par rapport à la période correspondante de 2010, en raison surtout des marges appréciables dégagées sur le distillat et les produits de lubrifiants.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 534 M\$ au quatrième trimestre de 2011, contre 610 M\$ au quatrième trimestre de 2010. Cette diminution s'explique principalement par les mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

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

(en millions de dollars)

2010						2011
		▼	▼	▼	▼	
366	(27)	(6)	(6)	(2)	(18)	307
T4	Volume des ventes	Marge et autres produits	Charges opérationnelles	Amortissements et dépréciation	Charges financières et autres produits <sup>(2)</sup>	T4

- (1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent les incidences des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués en détail dans le texte descriptif qui suit immédiatement cette analyse de rapprochement. Cette analyse de rapprochement est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.
- (2) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

**Volumes**

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Ventes de produits raffinés (milliers de m <sup>3</sup> /j)				
Essence	39,8	41,2	39,7	41,1
Distillat <sup>(1)</sup>	29,7	35,0	30,4	30,4
Autres	12,1	13,0	13,0	15,8
	<b>81,6</b>	89,2	<b>83,1</b>	87,3
Taux d'utilisation des raffineries (en pourcentage) <sup>(2)</sup>				
Est de l'Amérique du Nord	90	87	94	89
Ouest de l'Amérique du Nord	90	101	91	95
Pétrole brut traité (milliers de m <sup>3</sup> /j)				
Est de l'Amérique du Nord	30,7	29,7	32,0	30,5
Ouest de l'Amérique du Nord	32,8	36,5	32,8	34,6

- (1) Les volumes de ventes de distillat présentés antérieurement ont été ajustés afin de soustraire certains volumes provenant du secteur Sables pétrolifères.
- (2) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de liquides de pétrole brut et de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées en moyenne à 81 600 m<sup>3</sup>/j au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 89 200 m<sup>3</sup>/j au quatrième trimestre de 2010. Les ventes de distillat ont diminué, ce qui s'explique principalement par le plus faible débit de traitement enregistré à la raffinerie d'Edmonton en raison des problèmes d'approvisionnement en hydrogène auprès du fournisseur tiers et par le fléchissement de la demande de mazout de chauffage observé au sein du réseau de vente en gros de l'Est du Canada en raison des températures plus

clémentes. La diminution des ventes d'essence est principalement attribuable au fléchissement de la demande dans l'Est du Canada.

Le taux d'utilisation des raffineries de l'est de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 90 % au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 87 % pour la période correspondante de 2010. La raffinerie de Sarnia a connu plusieurs problèmes opérationnels d'ordre mineur au cours du trimestre. La baisse de production qui en a résulté a cependant été compensée par l'accroissement de la production à la raffinerie de Montréal.

Dans l'ouest de l'Amérique du Nord, le taux d'utilisation des raffineries de Suncor s'est établi en moyenne à 90 % au quatrième trimestre de 2011, en comparaison de 101 % pour la période correspondante de 2010. La baisse du taux d'utilisation est attribuable à la raffinerie d'Edmonton et tient principalement à l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers, qui a duré un mois. L'approvisionnement en hydrogène a été rétabli en novembre, et la cadence de production de la raffinerie est alors revenue à la normale. Le taux d'utilisation de la raffinerie de Commerce City a augmenté grâce à l'amélioration de la fiabilité comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, au cours de laquelle des réparations mineures avaient dû être effectuées à l'égard d'unités de traitement du brut et de compresseurs.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2012, Suncor a révisé à la hausse la capacité nominale de traitement du brut des raffineries de Commerce City et de Montréal en vue de rendre compte des améliorations apportées au chapitre de la fiabilité et de l'exploitation. La capacité de la raffinerie de Commerce City est ainsi passée de 93 000 b/j à 98 000 b/j, et celle de la raffinerie de Montréal, de 130 000 b/j à 137 000 b/j.

### **Prix et marges**

Bien que les marges de craquage aient été plus élevées au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010, les marges de raffinage se sont révélées plus faibles dans l'ensemble, en raison principalement des écarts de prix léger/synthétique et léger/lourd moins favorables, qui se sont répercutés sur le coût de la charge d'alimentation du brut, et en raison de l'incidence négative d'une évaluation des stocks moins avantageuse. En outre, les résultats du trimestre correspondant de l'exercice précédent avaient bénéficié dans une plus large mesure de la période de hausse des prix du brut, durant laquelle des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus bas avaient été vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement plus élevé.

Les marges de raffinage se sont également rétrécies par rapport aux périodes précédentes de 2011. Bien que le contexte commercial pour les produits raffinés demeure plus favorable qu'en 2010, les marges de craquage sur l'essence et le distillat et l'escompte auquel se négocie le WTI par rapport au Brent ont diminué par rapport aux sommets qu'ils avaient atteints au troisième trimestre, les marges de craquage sur l'essence ayant connu la baisse la plus marquée.

Les marges sur les ventes de gros sont demeurées solides au quatrième trimestre de 2011, grâce aux marges sur le distillat, qui sont restées élevées. Quant aux marges sur les ventes au détail, elles avoisinent celles enregistrées au quatrième trimestre de 2010.

### **Charges et autres facteurs**

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2011 qu'au quatrième trimestre de 2010, en raison surtout de la hausse des coûts de maintenance occasionnée par les problèmes opérationnels survenus à la raffinerie de Sarnia.

Le montant inscrit pour le quatrième trimestre de 2011 à titre de charges financières et autres produits a souffert de la baisse des profits latents sur les instruments financiers dérivés et de la hausse des pertes de change. Au quatrième trimestre de 2010, les profits qui avaient résulté des cessions de stations-service de détail réalisées par suite de la fusion

avec Petro-Canada, comme l'exigeait le Bureau canadien de la concurrence, avaient eu une incidence favorable sur les résultats.

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

### Faits saillants de nature financière

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net	<b>46</b>	49	<b>(331)</b>	(448)
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>				
Énergie renouvelable	<b>18</b>	6	<b>72</b>	33
Négociation de l'énergie	<b>32</b>	30	<b>149</b>	64
Siège social	<b>(133)</b>	(205)	<b>(346)</b>	(842)
Éliminations	<b>(4)</b>	(9)	<b>(22)</b>	11
	<b>(87)</b>	(178)	<b>(147)</b>	(734)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>(81)</b>	(222)	<b>(246)</b>	(984)
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	<b>104</b>	56	<b>245</b>	174
Volume de production d'éthanol (milliers de m <sup>3</sup> )	<b>105,9</b>	49,0	<b>381,5</b>	206,0

(1) Mesures financières hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Pour le quatrième trimestre de 2011, le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net de 46 M\$ et un résultat opérationnel correspondant à une perte de 49 M\$. En comparaison, il avait inscrit, pour le quatrième trimestre de 2010, un résultat net de 87 M\$ et un résultat opérationnel correspondant à une perte de 178 M\$.

Au quatrième trimestre de 2011, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ayant augmenté pour passer de 0,95 à 0,98, ce qui a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 156 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au quatrième trimestre de 2010, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change étant passé de 0,97 à 1,01, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 252 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

### Énergie renouvelable

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont rapporté un résultat opérationnel de 18 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel de 6 M\$ au quatrième trimestre de 2010. Cette amélioration du résultat par rapport au trimestre correspondant de 2010 est essentiellement attribuable à l'augmentation des volumes de production d'éthanol. À la fin de janvier 2011, Suncor a achevé l'agrandissement de son usine d'éthanol en Ontario, ce qui a permis de faire passer la capacité de production annuelle de 200 millions de litres à 400 millions de litres. L'énergie éolienne commercialisée au cours du quatrième trimestre de 2011 s'est considérablement accrue par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison de l'achèvement du projet Wintering Hills, d'une capacité de 88-MW, qui fonctionnait à plein régime à la fin novembre, et de l'apport du projet Kent Breeze, d'une capacité de 20-MW, qui a été achevé plus tôt en 2011.



## Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont rapporté un résultat opérationnel de 32 M\$ au quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel de 30 M\$ au quatrième trimestre de 2010. Les activités liées à la négociation de l'énergie ont continué de contribuer au résultat opérationnel, en raison principalement de la mise en œuvre continue de stratégies de négociation du pétrole brut lourd visant à acheter du pétrole brut lourd en Alberta et à l'acheminer vers des marchés où il se négocie à des prix plus avantageux.

## Siège social

Le siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 133 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 205 M\$ pour le quatrième trimestre de 2010. Cette amélioration du résultat opérationnel est principalement attribuable à l'augmentation des intérêts incorporés, qui a fait en sorte de réduire les coûts d'emprunt passés en charges, de même qu'à la hausse des produits d'intérêts perçus sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie et à la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation attribuable au début de l'amortissement des initiatives en matière d'intégration des systèmes post-fusion de Suncor.

Au quatrième trimestre de 2011, la Société a incorporé une tranche de 85 % de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 57 % au quatrième trimestre de 2010. À la suite de la conclusion des transactions avec Total E&P au premier trimestre de 2011, la Société a recommencé à incorporer les intérêts liés au projet de construction de l'usine de valorisation Voyageur et a commencé à incorporer les intérêts liés aux projets Fort Hills et Joslyn.

## Éliminations

Le segment Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation. 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, un profit intersectoriel après impôt de 4 M\$ a été éliminé.

## 5. MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

### Dépenses en immobilisations et frais d'exploration

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2011	2010	2011	2010
Sables pétrolifères	<b>1 270</b>	1 067	<b>5 100</b>	3 709
Exploration et production	<b>263</b>	393	<b>874</b>	1 274
Raffinage et commercialisation	<b>221</b>	272	<b>633</b>	667
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	<b>60</b>	152	<b>243</b>	360
Total des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration	<b>1 814</b>	1 884	<b>6 850</b>	6 010
Intérêts incorporés (compris dans les chiffres ci-dessus)	<b>157</b>	98	<b>559</b>	301

Les mises à jour des dépenses en immobilisations des différents secteurs de Suncor présentées ci-après renferment des renseignements de nature prospective. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent document pour connaître les principaux risques et hypothèses sous-jacents aux renseignements.

## SABLES PÉTROLIFÈRES

Pour le quatrième trimestre de 2011, les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 1,270 G\$. Les dépenses de croissance du trimestre écoulé ont été affectées essentiellement aux projets suivants :

- En ce qui concerne la troisième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses en immobilisations engagées au cours du quatrième trimestre de 2011 se sont chiffrées à 70 M\$, ce qui porte le total des dépenses relatives à ce projet à 4,370 G\$. La Société estime que le coût total de réalisation de ce projet s'élèvera à 4,4 G\$. La Société a commencé à injecter la vapeur dans les deuxième et troisième plateformes de puits, et elle s'attend à enregistrer la première production de bitume provenant de ces puits au premier semestre de 2012. Le volume de production provenant de la troisième phase d'agrandissement continue d'augmenter graduellement, et la Société prévoit atteindre la pleine capacité de production au deuxième semestre de 2013. La Société prévoit également achever et mettre en service les installations de cogénération de la troisième phase au premier trimestre de 2012.
- En ce qui a trait à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses en immobilisations engagées au cours du quatrième trimestre de 2011 se sont élevées à 172 M\$, ce qui porte à 1,2 G\$ le total des dépenses affectées à ce projet. La Société estime à 2,0 G\$ (+10 %/-10 %) le total des coûts qui devront être engagés pour mener à bien ce projet. La construction de l'infrastructure, des installations de cogénération, des installations de traitement centralisé et des deux plateformes d'exploitation s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2011. La Société prévoit commencer la production vers la fin du premier trimestre de 2013.
- Au projet MNU, l'unité d'hydrogène a commencé à produire de l'hydrogène, et il est prévu qu'elle atteindra sa pleine capacité nominale au premier trimestre de 2012. L'unité d'hydrotraitement du projet MNU devrait être mise en service au cours du deuxième trimestre de 2012. Cette capacité d'hydrotraitement supplémentaire devrait procurer une plus grande souplesse opérationnelle pour la valorisation secondaire à court terme, tout en permettant de soutenir la croissance de la production issue de la valorisation secondaire à long terme.
- Suncor a commencé à extraire du minerai dans le prolongement nord de la mine de Steepbank vers la fin de 2011, et les travaux devraient s'intensifier au cours des 12 prochains mois. Ce projet, désigné comme le projet NSE, vise la mise en valeur d'une nouvelle zone de ressource et devrait permettre d'accroître la productivité de l'ensemble des activités d'exploitation minière et de réduire les charges opérationnelles en évitant les engorgements à la mine Millennium et en réduisant les distances moyennes de transport.

Le reste des dépenses en immobilisations du secteur Sables Pétrolifères ont été affectées à la remise en branle du projet Fort Hills et du projet de l'usine de valorisation Voyageur, aux travaux de construction liés au projet d'infrastructure TROMC et aux installations de séchage de résidus, aux travaux de reconditionnement d'une unité de cokéfaction entrepris au troisième trimestre, au forage de puits intercalaires au projet Firebag, et aux travaux liés aux nouveaux puits de MacKay River.

## Exploration et production

Le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 263 M\$ au quatrième trimestre de 2011, principalement pour la mise en valeur de la zone Golden Eagle, de l'extension sud d'Hibernia et de la zone Hebron, pour le forage de puits de déviation portant sur le nouveau gisement découvert dans la zone Butch, dans la partie de la mer du Nord se trouvant au large de la Norvège, pour les mesures entreprises à Terra Nova afin de remédier à la présence d'H<sub>2</sub>S, ainsi que pour les activités de forage du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) menées dans la zone Wilson Creek de la formation pétrolière Cardium et dans la zone Kobes de la formation de Montney.

**Autres dépenses en immobilisations**

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 221 M\$ au quatrième trimestre de 2011. Elles ont été affectées à divers projets, dont un projet visant à réduire la teneur en benzène de l'essence produite à la raffinerie de Commerce City. De plus, la Société a achevé les travaux de construction liés au projet d'énergie éolienne Wintering Hills.

**6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE****Indicateurs**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>31 décembre 2011</b>	31 décembre 2010
Fonds de roulement <sup>(1)</sup>	<b>786</b>	1 148
Dette à court terme	<b>763</b>	1 984
Tranche courante de la dette à long terme	<b>12</b>	518
Dette à long terme	<b>10 004</b>	9 829
Dette totale	<b>10 779</b>	12 331
Moins la trésorerie et ses équivalents	<b>3 803</b>	1 077
Dette nette	<b>6 976</b>	11 254
Capitaux propres	<b>38 600</b>	35 192
Dette totale majorée des capitaux propres	<b>49 379</b>	47 523
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en pourcentage)	<b>22</b>	26

(1) Actifs courants moins passifs courants, à l'exclusion de la trésorerie et de ses équivalents, de la dette à court terme, de la tranche courante de la dette à long terme et des actifs et passifs courants associés aux actifs détenus en vue de la vente.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	<b>2011</b>	2010
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(1)</sup>		
Compte non tenu des projets importants en cours	<b>13,8</b>	11,4
Compte tenu des projets importants en cours	<b>10,1</b>	8,2
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(2)</sup> (en nombre de fois)	<b>0,7</b>	1,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>(3)</sup>	<b>10,7</b>	8,8
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(2), (4)</sup>	<b>16,4</b>	11,7

(1) Mesure financière hors PCGR. Les calculs aux fins du RCI sont expliqués à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

(2) Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les données d'entrée des paramètres qui utilisent les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

(3) Résultat net plus impôt sur le résultat et charge d'intérêts, divisé par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés.

(4) Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles plus impôt sur le résultat exigible et charge d'intérêts, divisés par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés.

## 7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010
<b>Production totale</b> (kbpj)	<b>576,5</b>	546,0	460,0	601,3	625,6	635,5	633,9	564,6
Sables pétrolifères	<b>356,8</b>	362,5	277,2	360,6	363,8	338,3	334,4	234,6
Exploration et production	<b>219,7</b>	183,5	182,8	240,7	261,8	297,2	299,5	330,0
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	<b>10 077</b>	10 494	9 510	9 256	8 982	7 717	8 174	7 130
Autres produits <sup>(1)</sup>	<b>60</b>	184	77	132	358	(45)	287	1
	<b>10 137</b>	10 678	9 587	9 388	9 340	7 672	8 461	7 131
<b>Résultat net</b>	<b>1 427</b>	1 287	562	1 028	1 286	1 224	540	779
<b>par action ordinaire</b> (en dollars)								
De base	<b>0,91</b>	0,82	0,36	0,65	0,82	0,78	0,35	0,50
Dilué	<b>0,91</b>	0,76	0,31	0,65	0,82	0,78	0,34	0,46
<b>Résultat opérationnel</b> <sup>(2), (3)</sup>	<b>1 427</b>	1 789	980	1 478	808	617	839	370
<b>par action ordinaire – de base</b> <sup>(3), (4)</sup> (en dollars)	<b>0,91</b>	1,14	0,62	0,94	0,52	0,39	0,54	0,24
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b> <sup>(4)</sup>								
<b>par action ordinaire – de base</b> <sup>(4)</sup> (en dollars)	<b>1,69</b>	1,73	1,26	1,52	1,36	1,04	1,13	0,72
<b>RCI</b> <sup>(4), (5)</sup> (en pourcentage, sur 12 mois)	<b>13,8</b>	13,4	11,1	12,5	11,4	9,3	7,9	4,8
<b>Information sur les actions ordinaires</b>								
Dividende par action ordinaire (en dollars)	<b>0,11</b>	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	<b>29,38</b>	26,76	37,80	43,48	38,28	33,50	31,33	33,03
Bourse de New York (\$ US)	<b>28,83</b>	25,44	39,10	44,84	38,29	32,55	29,44	32,54

- (1) Au deuxième trimestre de 2011, la Société a mené à bien un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, par suite duquel elle a déterminé que la nature et l'objectif des transactions présentées précédemment au montant brut au poste « Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie » figurant sous les charges aux états consolidés du résultat global avaient évolué de telle façon qu'il serait plus approprié de les présenter sur une base nette. Les montants des périodes précédentes ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à cette présentation.
- (2) La Société a retraité le résultat opérationnel de 2010 aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter aux rubriques « Mises en garde – Mode de présentation » et « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- (3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- (4) Exclut les coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours.

## 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, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le RCI et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

**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. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Résultat net, montant déjà établi	<b>790</b>	484	<b>284</b>	386	<b>307</b>	367	<b>46</b>	49	<b>1 427</b>	1 286
Profit de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>(156)</b>	(252)	<b>(156)</b>	(252)
Pertes de valeur et sorties	<b>35</b>	2	<b>57</b>	96	—	—	<b>23</b>	—	<b>115</b>	98
Perte (profit) sur cessions importantes	<b>10</b>	—	—	(21)	—	—	—	—	<b>10</b>	(21)
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	<b>31</b>	—	—	(1)	—	7	<b>31</b>	6
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	(48)	—	—	—	—	—	—	—	(48)
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova	—	—	—	(186)	—	—	—	—	—	(186)
Modification de la méthode d'évaluation du bitume	—	(93)	—	—	—	—	—	—	—	(93)
Frais de fusion et d'intégration	—	—	—	—	—	—	—	18	—	18
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>835</b>	345	<b>372</b>	275	<b>307</b>	366	<b>(87)</b>	(178)	<b>1 427</b>	808

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Résultat net, montant déjà établi	<b>2 603</b>	1 520	<b>306</b>	1 938	<b>1 726</b>	819	<b>(331)</b>	(448)	<b>4 304</b>	3 829
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>161</b>	(372)	<b>161</b>	(372)
Pertes de valeur et sorties	<b>35</b>	143	<b>571</b>	163	—	—	<b>23</b>	—	<b>629</b>	306
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt sur le résultat différé	—	—	<b>442</b>	—	—	—	—	—	<b>442</b>	—
Perte (profit) sur cessions importantes	<b>99</b>	—	<b>8</b>	(826)	—	—	—	—	<b>107</b>	(826)
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	<b>31</b>	84	—	(23)	—	7	<b>31</b>	68
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	(233)	—	—	—	—	—	—	—	(233)
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova	—	—	—	(166)	—	—	—	—	—	(166)
Modification de la méthode d'évaluation du bitume	—	(51)	—	—	—	—	—	—	—	(51)
Frais de fusion et d'intégration	—	—	—	—	—	—	—	79	—	79
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>2 737</b>	1 379	<b>1 358</b>	1 193	<b>1 726</b>	796	<b>(147)</b>	(734)	<b>5 674</b>	2 634

Les résultats opérationnels des périodes précédentes ont été retraités dans le présent document. Au premier trimestre de 2011, trois ajustements au résultat opérationnel se rapportant à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions, aux frais de démarrage de projets et aux frais liés au report de projets de croissance, ont été éliminés du rapprochement du résultat opérationnel en raison de leur incidence négligeable sur le résultat opérationnel de 2011 et de 2010. Des profits et pertes liés à des cessions moins importantes ont aussi été éliminés des éléments de rapprochement du résultat opérationnel de l'exercice précédent. Enfin, les ajustements apportés au résultat net dans le cadre de la transition aux IFRS ont eu une incidence sur le résultat opérationnel et sur les ajustements qui ont déjà été apportés au résultat opérationnel.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le résultat opérationnel présenté dans les rapports précédents de la Société et le résultat opérationnel présenté dans le présent document :

Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2010  (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	T4	Cumul annuel	T4	Cumul annuel	T4	Cumul annuel	T4	Cumul annuel	T4	Cumul annuel
	Résultat opérationnel, avant retraitement <sup>(1), (2)</sup>	404	1 535	293	1 124	389	782	(140)	(709)	946
Élimination d'ajustements du résultat opérationnel :										
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions	(23)	(31)	(27)	(23)	(28)	(30)	(36)	(19)	(114)	(103)
(Perte) profit sur cessions importantes	(2)	(4)	—	—	10	26	—	—	8	22
Frais de démarrage de projets	(19)	(55)	—	(3)	—	—	—	—	(19)	(58)
Frais liés au report de projets de croissance	(12)	(94)	—	—	—	—	—	—	(12)	(94)
Ajustements IFRS :										
Résultat net	(3)	28	(57)	218	(5)	18	(2)	(6)	(67)	258
Éléments de rapprochement du résultat opérationnel :										
Pertes de valeurs et sorties	—	—	83	(85)	—	—	—	—	83	(85)
Profit sur cessions importantes	—	—	(17)	(38)	—	—	—	—	(17)	(38)
Résultat opérationnel après retraitement présenté dans le présent document	345	1 379	275	1 193	366	796	(178)	(734)	808	2 634

(1) Le résultat opérationnel comprend des montants classés dans les activités abandonnées aux termes du référentiel comptable antérieur.

(2) Résultat opérationnel présenté dans le rapport aux actionnaires de Suncor du quatrième trimestre de 2010.

**Rendement du capital investi (RCI)**

Le rendement du capital investi est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition des investissements de Suncor.

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

		2011	2010
<b>Ajustements du résultat net</b>			
Résultat net		<b>4 304</b>	3 829
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains		<b>161</b>	(372)
Charge d'intérêts		<b>83</b>	327
	A	<b>4 548</b>	3 784
<b>Capital investi – début de la période de 12 mois</b>			
Dette nette		<b>11 254</b>	13 516
Capitaux propres		<b>35 192</b>	32 485
		<b>46 446</b>	46 001
<b>Capital investi – fin de la période de 12 mois</b>			
Dette nette		<b>6 976</b>	11 254
Capitaux propres		<b>38 600</b>	35 192
		<b>45 576</b>	46 446
Capital moyen investi <sup>(1)</sup>	B	<b>44 956</b>	46 075
RCI, y compris les projets majeurs en cours (en pourcentage)	A/B	<b>10,1</b>	8,2
Coûts capitalisés moyens liés aux projets importants en cours	C	<b>12 106</b>	12 890
RCI, à l'exclusion des projets importants en cours (en pourcentage)	A/(B-C)	<b>13,8</b>	11,4

(1) 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.



**Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles**

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR pour tenir compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, les variations attribuables au calendrier de conclusion ou de paiement des positions prises aux fins de la gestion des risques, aux achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôticières, aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat, qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité d'une période à l'autre.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Résultat net	<b>790</b>	484	<b>284</b>	386	<b>307</b>	367	<b>46</b>	49	<b>1 427</b>	1 286
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>392</b>	308	<b>474</b>	530	<b>118</b>	114	<b>39</b>	26	<b>1 023</b>	978
Impôt sur le résultat différé	<b>270</b>	140	<b>(30)</b>	11	<b>92</b>	134	<b>(10)</b>	(64)	<b>322</b>	221
Augmentation des passifs	<b>18</b>	52	<b>16</b>	42	<b>1</b>	—	—	—	<b>35</b>	94
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>(179)</b>	(290)	<b>(179)</b>	(290)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	(66)	—	—	<b>17</b>	—	<b>34</b>	34	<b>51</b>	(32)
Perte (profit) à la cession d'actifs	<b>16</b>	3	<b>(9)</b>	(26)	<b>(5)</b>	(11)	—	38	<b>2</b>	4
Rémunération fondée sur des actions	<b>31</b>	11	<b>8</b>	29	<b>19</b>	27	<b>21</b>	39	<b>79</b>	106
Frais d'exploration	—	—	—	10	—	—	—	—	—	10
Autres	<b>(100)</b>	(136)	<b>37</b>	(34)	<b>(15)</b>	(21)	<b>(32)</b>	(54)	<b>(110)</b>	(245)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 417</b>	796	<b>780</b>	948	<b>534</b>	610	<b>(81)</b>	(222)	<b>2 650</b>	2 132
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	<b>(47)</b>	(186)	<b>9</b>	(74)	<b>587</b>	(8)	<b>(396)</b>	(120)	<b>153</b>	(388)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>1 370</b>	610	<b>789</b>	874	<b>1 121</b>	602	<b>(477)</b>	(342)	<b>2 803</b>	1 744

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Résultat net	<b>2 603</b>	1 520	<b>306</b>	1 938	<b>1 726</b>	819	<b>(331)</b>	(448)	<b>4 304</b>	3 829
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	<b>1 374</b>	1 310	<b>2 035</b>	1 978	<b>444</b>	440	<b>99</b>	75	<b>3 952</b>	3 803
Impôt sur le résultat différé	<b>895</b>	487	<b>354</b>	196	<b>494</b>	269	<b>(99)</b>	(201)	<b>1 644</b>	751
Augmentation des passifs	<b>85</b>	130	<b>69</b>	103	<b>3</b>	2	—	—	<b>157</b>	235
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>183</b>	(426)	<b>183</b>	(426)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	(316)	—	—	<b>3</b>	—	<b>(43)</b>	31	<b>(40)</b>	(285)
Perte (profit) à la cession d'actifs	<b>122</b>	14	<b>31</b>	(998)	<b>(16)</b>	(30)	<b>(1)</b>	39	<b>136</b>	(975)
Rémunération fondée sur des actions	<b>(35)</b>	55	<b>(4)</b>	24	<b>(21)</b>	39	<b>(42)</b>	(5)	<b>(102)</b>	113
Frais d'exploration	—	—	<b>28</b>	96	—	—	—	—	<b>28</b>	96
Autres	<b>(472)</b>	(423)	<b>27</b>	(12)	<b>(59)</b>	(1)	<b>(12)</b>	(49)	<b>(516)</b>	(485)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>4 572</b>	2 777	<b>2 846</b>	3 325	<b>2 574</b>	1 538	<b>(246)</b>	(984)	<b>9 746</b>	6 656
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	<b>(676)</b>	(890)	<b>398</b>	(320)	<b>600</b>	(260)	<b>(80)</b>	300	<b>242</b>	(1 170)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>3 896</b>	1 887	<b>3 244</b>	3 005	<b>3 174</b>	1 278	<b>(326)</b>	(684)	<b>9 988</b>	5 486

### Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères

Un rapprochement des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères est présenté à la sous-rubrique « Sables pétrolifères » de la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent document. Le tableau suivant présente le rapprochement entre les montants présentés précédemment et ceux présentés dans le présent document :

	Trimestre clos le 31 décembre 2010		Période de 12 mois close le 31 décembre 2010	
	en millions de dollars	\$/b	en millions de dollars	\$/b
Charges opérationnelles décaissées, avant retraitement	1 100	36,70	4 012	38,85
Ajustements IFRS :				
Augmentation des passifs	(4)		(16)	
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	3		(6)	
<b>Charges opérationnelles décaissées après retraitement, montant présenté dans le présent document</b>	<b>1 099</b>	<b>36,70</b>	<b>3 990</b>	<b>38,65</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 de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations de la réserve et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevance applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en capital 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 réglementaires et des tiers. Tous les 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, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats opérationnels et de résultats financiers, et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « à l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif » et 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 :

- les taux de production au 31 décembre 2011 (les « taux de sortie ») en ce qui a trait au rendement futur des activités in situ et aux activités en Libye;
- la production future tirée des nouveaux puits de MacKay River, conjuguée aux efforts de reconditionnement de puits en cours, devrait permettre de compenser la déplétion naturelle des gisements;
- la zone de minerai de bitume de qualité inférieure à la mine Millennium aura une incidence sur l'exploitation pendant les neuf prochains mois, après quoi la qualité du minerai devrait revenir aux degrés constatés précédemment;
- les charges opérationnelles décaissées in situ par baril devraient continuer de diminuer proportionnellement à l'accroissement de la production liée à la troisième phase d'agrandissement de Firebag;
- les puits qui n'ont pas encore été remis en service en Libye devraient l'être au cours du premier trimestre de 2012.

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

- l'arrêt planifié d'une unité de cokéfaction de Syncrude pour des travaux de maintenance additionnels en février 2012.

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

- la Société estime à 4,4 G\$ les coûts totaux de la troisième phase d'agrandissement de Firebag, et à 2,0 G\$ (+10 %/-10 %) ceux de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag;
- la Société prévoit achever et mettre en service les installations de cogénération pour la troisième phase d'agrandissement de Firebag au cours du premier trimestre de 2012;
- la production de bitume provenant des deuxième et troisième plateformes de puits de la troisième phase d'agrandissement de Firebag devrait démarrer au cours du premier semestre de 2012;
- la production à la troisième phase d'agrandissement de Firebag devrait atteindre sa cadence maximale au cours du deuxième semestre de 2013;
- la production à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag devrait commencer à la fin du premier trimestre de 2013;
- les installations de production d'hydrogène de la MNU devraient atteindre leur pleine capacité nominale au premier trimestre de 2012;
- l'unité d'hydrotraitement du projet MNU devrait entrer en service au cours du deuxième trimestre de 2012, après quoi la capacité d'hydrotraitement supplémentaire qui en résultera devrait procurer une plus grande souplesse opérationnelle pour la valorisation secondaire à court terme, tout en permettant de soutenir la croissance de la production issue de la valorisation secondaire à long terme.
- Suncor s'attend à ce que les activités liées au projet NSE s'intensifient au cours des 12 prochains mois et que ce projet améliore, dans l'ensemble, la productivité de ses activités d'exploitation minière en réduisant les engorgements et les distances moyennes de transport.

Autres éléments :

- l'évaluation par Suncor de la situation qui a cours en Libye, y compris l'évaluation de la dépréciation des actifs nets, de l'état des biens et du matériel, et de la capacité à maintenir la cadence de production;
- l'évaluation par Suncor de la situation qui a cours en Syrie, y compris le calcul de la valeur nette recouvrable de ses actifs nets dans ce pays, qui n'a pas indiqué la nécessité de comptabiliser une perte de valeur pour le moment, ainsi sa prévision selon laquelle, advenant la levée du cas de force majeure, elle pourra recouvrer sa quote-part de tout volume produit durant la période de validité du cas de force majeure.

*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, dont les suivants :*

*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 et par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures à Fort McMurray même et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume); le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.*

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

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

*Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets*

*d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; 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; 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; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévus; les risques liés à l'intégration de Suncor et de Petro-Canada après la fusion; et l'évaluation inexacte de la valeur des actifs acquis et des passifs épongés dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada. 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 dans la notice annuelle de 2010 ou 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 douze mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (notes 6 et 7)	<b>10 077</b>	8 982	<b>39 337</b>	32 003
Autres produits (note 8)	<b>60</b>	358	<b>453</b>	601
	<b>10 137</b>	9 340	<b>39 790</b>	32 604
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	<b>4 567</b>	3 989	<b>18 723</b>	14 831
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (note 10)	<b>2 385</b>	2 333	<b>8 424</b>	7 984
Transport	<b>189</b>	190	<b>736</b>	703
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur (note 9)	<b>1 023</b>	978	<b>3 952</b>	3 803
Exploration	<b>10</b>	41	<b>116</b>	218
Perte (profit) à la cession d'actifs	<b>2</b>	4	<b>136</b>	(975)
Frais de démarrage de projets	<b>21</b>	29	<b>163</b>	77
Charges (produits) de financement (note 12)	<b>(109)</b>	(128)	<b>471</b>	187
	<b>8 088</b>	7 436	<b>32 721</b>	26 828
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>2 049</b>	1 904	<b>7 069</b>	5 776
<b>Charges d'impôt sur le résultat</b> (note 16)				
Exigible	<b>300</b>	397	<b>1 121</b>	1 196
Différé	<b>322</b>	221	<b>1 644</b>	751
	<b>622</b>	618	<b>2 765</b>	1 947
<b>Résultat net</b>	<b>1 427</b>	1 286	<b>4 304</b>	3 829
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Ajustement de différences de conversion	<b>32</b>	(221)	<b>230</b>	(437)
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	(56)	—	(63)
Différences de conversion reclassées au résultat net	—	53	<b>14</b>	49
Couvertures de flux de trésorerie reclassées au résultat net	—	—	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 36 \$ (45 \$ en 2010) pour le trimestre clos le 31 décembre et de 117 \$ (49 \$ en 2010) pour la période de douze mois close le 31 décembre	<b>(103)</b>	124	<b>(339)</b>	(152)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(71)</b>	(100)	<b>(95)</b>	(604)
<b>Résultat global</b>	<b>1 356</b>	1 186	<b>4 209</b>	3 225
<b>Résultat net par action ordinaire</b> (en dollars) (note 13)				
De base	<b>0,91</b>	0,82	<b>2,74</b>	2,45
Dilué	<b>0,91</b>	0,82	<b>2,67</b>	2,43
Dividendes en trésorerie	<b>0,11</b>	0,10	<b>0,43</b>	0,40

Se reporter aux notes annexes.

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

**États consolidés de la situation financière**

(non audité)

(en millions de dollars)	<b>31 décembre 2011</b>	31 décembre 2010
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>3 803</b>	1 077
Débiteurs	<b>5 412</b>	5 253
Stocks	<b>4 205</b>	3 141
Impôt sur le résultat à recouvrer	<b>704</b>	734
Actifs détenus en vue de la vente (note 14)	<b>—</b>	762
Total de l'actif courant	<b>14 124</b>	10 967
Immobilisations corporelles, montant net	<b>52 589</b>	49 958
Exploration et évaluation	<b>4 554</b>	3 961
Autres actifs	<b>311</b>	230
Goodwill et autres immobilisations incorporelles (note 15)	<b>3 139</b>	3 422
Actifs d'impôt différé	<b>60</b>	69
Total de l'actif	<b>74 777</b>	68 607
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dette à court terme	<b>763</b>	1 984
Tranche courante de la dette à long terme	<b>12</b>	518
Créditeurs et charges à payer	<b>7 755</b>	6 443
Tranche courante des provisions	<b>811</b>	608
Impôt à payer	<b>969</b>	929
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 14)	<b>—</b>	586
Total du passif courant	<b>10 310</b>	11 068
Dette à long terme	<b>10 004</b>	9 829
Autres passifs non courants	<b>2 392</b>	2 103
Provisions	<b>3 752</b>	2 504
Passifs d'impôt différé	<b>9 719</b>	7 911
Capitaux propres	<b>38 600</b>	35 192
Total du passif et des capitaux propres	<b>74 777</b>	68 607

Se reporter aux notes annexes.

**Tableaux consolidés des flux de trésorerie**

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les	
	2011	2010	2011	31 décembre 2010
<b>Activités opérationnelles</b>				
Résultat net	1 427	1 286	4 304	3 829
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 023	978	3 952	3 803
Impôt sur le résultat différé	322	221	1 644	751
Augmentation des passifs	35	94	157	235
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(179)	(290)	183	(426)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	51	(32)	(40)	(285)
Perte (profit) à la cession d'actifs	2	4	136	(975)
Rémunération fondée sur des actions	79	106	(102)	113
Exploration	—	10	28	96
Autres	(110)	(245)	(516)	(485)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	153	(388)	242	(1 170)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 803	1 744	9 988	5 486
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	(1 814)	(1 884)	(6 850)	(6 010)
Acquisitions	—	—	(842)	—
Produit de la cession d'actifs	39	257	3 074	3 088
Autres placements	(7)	22	(6)	3
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	36	54	26	(193)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 746)	(1 551)	(4 598)	(3 112)
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette à court terme	(16)	543	(1 221)	(333)
Variation nette de la dette à long terme	10	(128)	(4)	(924)
Remboursement de la dette à long terme	—	—	(500)	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	6	34	213	81
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(359)	—	(500)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(170)	(149)	(664)	(611)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(529)	300	(2 676)	(1 787)
<b>Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents</b>				
	528	493	2 714	587
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents				
	(12)	(14)	12	(15)
Trésorerie et équivalents au début de la période	3 287	598	1 077	505
<b>Trésorerie et équivalents à la fin de la période</b>	<b>3 803</b>	<b>1 077</b>	<b>3 803</b>	<b>1 077</b>
<b>Information supplémentaire sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	238	236	672	690
Impôt sur le résultat payé	298	626	885	1 193

Se reporter aux notes annexes.



**États consolidés des variations des capitaux propres**

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital social	Surplus d'apport	Différences de conversion	Couverture de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
<b>1<sup>er</sup> janvier 2010</b>	20 053	536	—	15	11 881	32 485	1 559 778
Résultat net	—	—	—	—	3 829	3 829	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	(451)	—	—	(451)	—
Variation nette des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(152)	(152)	—
Résultat global	—	—	(451)	(1)	3 677	3 225	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(611)	(611)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	122	(33)	—	—	—	89	5 292
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	13	—	—	—	(13)	—	419
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	4	—	—	—	4	—
<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	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(664)	(664)	—
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 (note 11)	(222)	—	—	—	(278)	(500)	(17 128)
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	94	—	—	—	94	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	1	—	—	—	1	—
<b>31 décembre 2011</b>	20 303	545	(207)	14	17 945	38 600	1 558 636

Se reporter aux notes annexes.

## NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor portent notamment sur la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société visent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun.

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

### 2. MODE DE PRÉSENTATION

#### a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada, plus précisément la Norme comptable internationale 34, « Information financière intermédiaire », de la partie 1 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). Il s'agit d'états financiers résumés, qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour les états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, les états financiers consolidés de la Société sont établis selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), et IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière », est appliquée. Auparavant, la Société dressait ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada en vigueur avant le 1<sup>er</sup> janvier 2011 (le « référentiel comptable antérieur »). Les chiffres comparatifs, établis selon le référentiel comptable antérieur, ont été retraités selon les IFRS. L'incidence de la transition aux IFRS sur les états financiers de la Société présentés antérieurement pour le trimestre et la période de douze mois clos le 31 décembre 2010 est présentée à la note 4. L'incidence sur l'état de la situation financière d'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2010 de la Société est présentée dans les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés reposent sur les IFRS publiées et en vigueur au 30 janvier 2012, date à laquelle le comité d'audit a approuvé les présents états financiers au nom du conseil d'administration. Les éventuelles modifications apportées aux IFRS après cette date, qui seront appliquées dans les états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, pourraient donner lieu au retraitement des présents états financiers consolidés intermédiaires, y compris des ajustements comptabilisés au moment de la transition aux IFRS.

#### b) Base d'évaluation

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

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

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

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

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement relativement aux actifs, aux passifs, aux produits des activités ordinaires et aux charges. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque les événements futurs se concrétisent. Les estimations et hypothèses significatives utilisées dans la préparation d'états financiers sont décrites dans les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011.

### **3. PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ**

#### **Instruments financiers : comptabilisation et évaluation**

En novembre 2009, dans le cadre de son projet de remplacement de la Norme comptable internationale (IAS) 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié la première partie d'IFRS 9, « Instruments financiers », qui établit les exigences concernant le classement et l'évaluation des actifs financiers et a été révisée en octobre 2010 afin qu'y soient inclus les passifs financiers. La norme s'applique aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015. L'incidence de cette norme ne pourra être pleinement établie tant que les phases du projet concernant la comptabilité de couverture et la dépréciation ne seront pas achevées.

#### **Évaluation de la juste valeur**

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, « Évaluation de la juste valeur », qui établit une norme unique pour toutes les évaluations de la juste valeur, donne une définition plus précise de la juste valeur et étoffe les informations à fournir concernant l'évaluation de la juste valeur. L'application prospective de cette norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, et l'adoption anticipée est autorisée. De l'avis de la Société, l'adoption de cette norme ne devrait pas se traduire par des changements importants à ses évaluations de la juste valeur ni aux informations à fournir à cet égard.

#### **Entité présentant l'information financière**

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 10, « États financiers consolidés », IFRS 11, « Partenariats », et IFRS 12, « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités », ainsi que des modifications à IAS 27, « États financiers individuels », et à IAS 28, « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ».

IFRS 10 établit un modèle unique de consolidation en modifiant la définition de contrôle de manière à ce que les mêmes critères de contrôle soient appliqués à tous les types d'entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités *ad hoc*. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats en mettant l'accent sur les droits et les obligations liés au partenariat et limite l'application de la comptabilisation selon la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. IFRS 12 est une norme de présentation de l'information qui vise toutes les formes de participations dans d'autres entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités *ad hoc*.

L'application rétrospective de ces normes, qui s'accompagne d'une exemption pour certaines transactions, entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, et l'adoption anticipée est autorisée lorsque les cinq normes sont adoptées simultanément. La Société évalue actuellement l'incidence de ces normes.

#### **Avantages du personnel**

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 19, « Avantages du personnel », qui modifient les directives relatives à la comptabilisation et à la présentation des régimes à prestations définies et aux informations à fournir à leur sujet. La norme révisée exige la constatation immédiate des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, éliminant ainsi les options qui étaient offertes auparavant, et exige la présentation de nouvelles informations sur les régimes à prestations définies. L'application

rétrospective de cette norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société ne prévoit pas que ces modifications auront une incidence significative.

#### **Frais de découverte liés à la production**

En octobre 2011, l'IASB a publié l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (IFRIC) 20, « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert ». Cette interprétation exige l'incorporation à l'actif et l'amortissement des frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine lorsqu'une entité peut démontrer qu'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés, que les coûts peuvent être évalués de façon fiable et que l'entité peut identifier la section du gisement pour lequel l'accès a été amélioré. Cette interprétation s'applique aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. La Société ne prévoit pas que cette interprétation aura une incidence importante.

#### **4. PREMIÈRE APPLICATION DES IFRS**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la Société a commencé à présenter son information financière conformément aux IFRS. Les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011 ont été appliquées dans le cadre de la préparation des états financiers pour les trimestres et les périodes de douze mois clos les 31 décembre 2011 et 2010, et de la préparation de l'état de la situation financière d'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2010 (date de transition).

Auparavant, la Société préparait ses états financiers consolidés conformément au référentiel comptable antérieur (PCGR). Des rapprochements du référentiel comptable antérieur et des IFRS sont présentés pour les périodes comparatives aux pages qui suivent.

**Rapprochement des capitaux propres au 31 décembre 2010**

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur <sup>1)</sup>	Changements de présentation sur les activités abandonnées <sup>2)</sup>	Autres changements de présentation <sup>3)</sup>	Ajustements IFRS <sup>4)</sup>	IFRS
<b>Actif</b>					
Actif courant					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 077	—	—	—	1 077
Débiteurs	5 253	—	—	—	5 253
Stocks	3 141	—	—	—	3 141
Impôt sur le résultat à recouvrer	734	—	—	—	734
Actifs d'impôt différé	210	—	(210)	—	—
Actifs détenus en vue de la vente <sup>5)</sup>	98	658	—	6	762
<b>Total de l'actif courant</b>	<b>10 513</b>	<b>658</b>	<b>(210)</b>	<b>6</b>	<b>10 967</b>
Immobilisations corporelles, montant net <sup>5)6)7)8)9)10)14)</sup>					
Exploration et évaluation	—	—	3 961	—	3 961
Autres actifs	451	—	(221)	—	230
Goodwill	3 201	—	(3 201)	—	—
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	—	—	3 422	—	3 422
Actifs d'impôt différé	56	—	13	—	69
Actifs des activités abandonnées	658	(658)	—	—	—
<b>Total de l'actif</b>	<b>70 169</b>	<b>—</b>	<b>(197)</b>	<b>(1 365)</b>	<b>68 607</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>					
Passif courant					
Dette à court terme	2	—	1 982	—	1 984
Tranche courante de la dette à long terme	518	—	—	—	518
Créditeurs et charges à payer <sup>11)12)</sup>	6 942	—	(604)	105	6 443
Tranche courante des provisions	—	—	604	4	608
Impôt à payer	929	—	—	—	929
Passifs d'impôt différé	37	—	(37)	—	—
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente <sup>5)6)14)</sup>	98	484	—	4	586
<b>Total du passif courant</b>	<b>8 526</b>	<b>484</b>	<b>1 945</b>	<b>113</b>	<b>11 068</b>
Dette à long terme <sup>7)</sup>	11 669	—	(1 982)	142	9 829
Charges à payer et autres passifs	4 154	—	(4 154)	—	—
Autres passifs non courants <sup>11)12)</sup>	—	—	1 861	242	2 103
Provisions <sup>5)6)</sup>	—	—	2 293	211	2 504
Passifs d'impôt différé <sup>14)</sup>	8 615	—	(160)	(544)	7 911
Passifs des activités abandonnées	484	(484)	—	—	—
Capitaux propres <sup>5)6)7)8)9)10)11)12)13)14)</sup>	36 721	—	—	(1 529)	35 192
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>70 169</b>	<b>—</b>	<b>(197)</b>	<b>(1 365)</b>	<b>68 607</b>

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

**Rapprochement du résultat global pour le trimestre clos le 31 décembre 2010**

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur <sup>1)</sup>	Changements de présentation sur les activités abandonnées <sup>2)</sup>	Autres changements de présentation <sup>3)</sup>	Ajustements IFRS <sup>4)</sup>	IFRS
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>					
Produits opérationnels	9 173	150	(341)	—	8 982
Moins les redevances	(351)	—	351	—	—
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	8 822	150	10	—	8 982
Autres produits	368	—	(10)	—	358
	9 190	150	—	—	9 340
<b>Charges</b>					
Achats de pétrole brut et de produits	3 989	—	—	—	3 989
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux <sup>7)1)12)</sup>	2 290	33	—	10	2 333
Transport	185	5	—	—	190
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur <sup>5)8)9)10)</sup>	874	—	—	104	978
Désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	46	4	(50)	—	—
Exploration	37	4	—	—	41
Perte à la cession d'actifs <sup>6)</sup>	26	1	—	(23)	4
Frais de démarrage de projets	29	—	—	—	29
Charges (produits) de financement <sup>5)7)</sup>	(176)	—	50	(2)	(128)
	7 300	47	—	89	7 436
<b>Résultat avant impôt</b>	1 890	103	—	(89)	1 904
<b>Charges d'impôt sur le résultat</b>					
Exigible	299	98	—	—	397
Différé <sup>14)</sup>	294	(51)	—	(22)	221
	593	47	—	(22)	618
<b>Résultat net tiré des activités poursuivies</b>	1 297	56	—	(67)	1 286
<b>Résultat net tiré des activités abandonnées</b>	56	(56)	—	—	—
<b>Résultat net</b>	1 353	—	—	(67)	1 286
<b>Autres éléments du résultat global</b>					
Ajustement de différences de conversion <sup>11)</sup>	(235)	—	12	2	(221)
Ajustement de différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	(44)	—	(12)	—	(56)
Différences de conversion reclassées au résultat net <sup>6)</sup>	53	—	—	—	53
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel <sup>11)14)</sup>	—	—	—	124	124
<b>Autres éléments du résultat global</b>	(226)	—	—	126	(100)
<b>Résultat global</b>	1 127	—	—	59	1 186

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

**Rapprochement du résultat global pour la période de douze mois close le 31 décembre 2010**

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur <sup>1)</sup>	Changements de présentation sur les activités abandonnées <sup>2)</sup>	Autres changements de présentation <sup>3)</sup>	Ajustements IFRS <sup>4)</sup>	IFRS
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>					
Produits opérationnels	33 198	911	(2 106)	—	32 003
Moins les redevances	(1 937)	(41)	1 978	—	—
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	31 261	870	(128)	—	32 003
Autres produits	491	—	110	—	601
	31 752	870	(18)	—	32 604
<b>Charges</b>					
Achats de pétrole brut et de produits	14 911	(62)	(18)	—	14 831
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux <sup>7)11)12)</sup>	7 810	185	—	(11)	7 984
Transport	656	47	—	—	703
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur <sup>5)7)8)9)10)</sup>	3 813	264	—	(274)	3 803
Désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	178	27	(205)	—	—
Exploration	197	21	—	—	218
Profit à la cession d'actifs <sup>6)</sup>	(107)	(814)	—	(54)	(975)
Frais de démarrage de projets	77	—	—	—	77
Charges (produits) de financement <sup>5)7)</sup>	(30)	18	205	(6)	187
	27 505	(314)	(18)	(345)	26 828
<b>Résultat avant impôt</b>	4 247	1 184	—	345	5 776
<b>Charges d'impôt sur le résultat</b>					
Exigible	1 004	192	—	—	1 196
Différé <sup>14)</sup>	555	109	—	87	751
	1 559	301	—	87	1 947
<b>Résultat net tiré des activités poursuivies</b>	2 688	883	—	258	3 829
<b>Résultat net tiré des activités abandonnées</b>	883	(883)	—	—	—
<b>Résultat net</b>	3 571	—	—	258	3 829
<b>Autres éléments du résultat global</b>					
Ajustement de différences de conversion <sup>5)11)</sup>	(503)	—	63	3	(437)
Ajustement de différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	—	(63)	—	(63)
Différences de conversion reclassées au résultat net <sup>6)</sup>	53	—	—	(4)	49
Couvertures de flux de trésorerie reclassées au résultat net	(1)	—	—	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel <sup>11)14)</sup>	—	—	—	(152)	(152)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	(451)	—	—	(153)	(604)
<b>Résultat global</b>	3 120	—	—	105	3 225

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

**Explication des ajustements significatifs**

- 1) Représentent les montants présentés aux termes du référentiel comptable antérieur. Certains soldes ont été reclassés selon la présentation adoptée au 31 décembre 2010.

Les produits et les charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie ont été reclassés selon la présentation sur une base nette adoptée au deuxième trimestre de 2011, les montants nets étant désormais inscrits au poste « Autres produits » (voir la note 5).

- 2) Certains actifs détenus en vue de la vente présentés dans les activités abandonnées aux termes du référentiel comptable antérieur sont classés autrement aux termes des IFRS.

- 3) Représentent les autres changements de présentation apportés aux fins de conformité aux IFRS. Une description des principaux reclassements est présentée ci-après :

- Les actifs d'exploration et d'évaluation présentés dans les immobilisations corporelles aux termes du référentiel comptable antérieur sont présentés dans un poste distinct aux termes des IFRS.
- Les instruments de créance à court terme soutenus par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un prêteur distinct sont classés dans la dette à court terme aux termes des IFRS. Aux termes du référentiel comptable antérieur, ces instruments étaient classés dans la dette à long terme.
- Les passifs qui comportent une incertitude significative quant à l'échéance ou au montant sont présentés à titre de provisions aux termes des IFRS. Aux termes du référentiel comptable antérieur, ces passifs étaient classés dans les créditeurs et charges à payer et dans les charges à payer et autres passifs.

Aucun changement de présentation n'a été apporté aux tableaux consolidés des flux de trésorerie.

- 4) Représente l'incidence, sur les états financiers, de la transition du référentiel comptable antérieur aux IFRS, à l'exception des changements de présentation. Les ajustements significatifs sont décrits ci-après, et leur incidence sur l'impôt sur le résultat est décrite au paragraphe 14).

- 5) *Démantèlement et remise en état*

Aux termes du référentiel comptable antérieur, les révisions à la hausse des flux de trésorerie estimatifs étaient actualisées au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit en vigueur, tandis que les révisions à la baisse des flux de trésorerie estimatifs étaient actualisées au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit qui existait au moment où le passif initial a été constaté. Aux termes des IFRS, les flux de trésorerie estimatifs sont actualisés selon le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit en vigueur à la date de clôture.

Conformément à IFRS 1, la Société a décidé de réévaluer les coûts liés au démantèlement et à la remise en état à la date de transition et a estimé l'actif connexe en actualisant le passif à la date à laquelle le passif a pris naissance et a recalculé



les amortissements et la dépréciation cumulés aux termes des IFRS. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Actifs détenus en vue de la vente	—	6
Immobilisations corporelles, montant net	—	(688)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	—	27
Provisions	—	217
Différences de conversion	—	1
Résultats non distribués	—	(927)
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	(10)	(40)
Charges (produits) de financement	(5)	(19)
Ajustement de différences de conversion	—	1

#### 6) Cessions

Les valeurs comptables nettes des biens cédés ont été ajustées afin de rendre compte des ajustements IFRS les concernant, ce qui a donné lieu à une révision des gains ou des pertes à la cession d'actifs. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	22
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	—	(18)
Provisions	—	(10)
Différences de conversion	—	(4)
Résultats non distribués	—	54
Perte (profit) à la cession d'actifs	(23)	(54)
Différences de conversion reclassées au résultat net	—	(4)

#### 7) Contrats de location

Conformément à IFRS 1, la Société a décidé d'évaluer si certaines ententes contiennent ou non un contrat de location sur la base des faits et des circonstances qui existaient à la date de transition. À la suite de cette évaluation, la Société a

comptabilisé certaines ententes comme des contrats de location-financement aux termes des IFRS. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	101
Dettes à long terme	—	142
Résultats non distribués	—	(41)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(2)	(13)
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	—	5
Charges (produits) de financement	3	13

#### 8) Décomptabilisation d'actifs

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la valeur comptable des immobilisations corporelles était décomptabilisée lorsqu'aucun avantage économique futur n'était attendu de leur utilisation. Aux termes des IFRS, la décomptabilisation des immobilisations se fait à l'échelle des composantes. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	(141)
Résultats non distribués	—	(141)
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	21	28

#### 9) Juste valeur en tant que coût présumé

La Société a choisi, aux termes d'IFRS 1, de constater certaines immobilisations corporelles à la juste valeur à la date de transition. L'exemption a été appliquée à des raffineries situées dans l'Est du Canada et à certains actifs de gaz naturel situés dans l'Ouest du Canada. La juste valeur a été estimée au moyen de données de marché pour des actifs similaires et, lorsque cette information n'était pas disponible, la direction a utilisé des modèles internes de flux de trésorerie fondés sur des taux d'actualisation propres à l'immobilisation et des prévisions à long terme concernant les prix des marchandises et les marges de raffinage. La juste valeur de ces actifs a totalisé 1,370 G\$, ce qui s'est traduit par une réduction de 906 M\$ de la valeur comptable des immobilisations corporelles au 1<sup>er</sup> janvier 2010. Aux termes du référentiel comptable antérieur, des pertes de valeur ont été constatées au troisième trimestre de 2010 pour certains actifs de gaz naturel. Aucune perte

de valeur n'a été constatée au troisième trimestre de 2010 aux termes des IFRS, ces biens ayant été ajustés à la juste valeur à la date de transition. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	(527)
Résultats non distribués	—	(527)
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	(19)	(379)

#### 10) Dépréciation d'actifs

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la valeur d'une immobilisation est réputée recouvrable si les flux de trésorerie futurs non actualisés excèdent la valeur comptable nette du groupe d'actifs dont elle fait partie. Aux termes des IFRS, la recouvrabilité d'une immobilisation est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT »).

Aux termes des IFRS, la Société a constaté des pertes de valeur relativement à certaines UGT de son secteur opérationnel Exploration et production au quatrième trimestre de 2010. Les actifs de gaz naturel ayant subi une perte de valeur sont situés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et ont été regroupés en UGT en raison de leurs structures géologiques similaires, l'existence d'infrastructures communes et d'une exposition similaire aux risques de marché. Par suite de la diminution des prix du gaz naturel à long terme, la valeur comptable de ces UGT excède leur valeur recouvrable. Les montants recouvrables ont été établis selon la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente d'après des projections de flux de trésorerie générés à l'interne. Pour établir la juste valeur diminuée des coûts de la vente, la Société a pris en compte les transactions récentes dans le secteur, les prévisions à long terme concernant les prix du gaz naturel, les volumes des réserves évaluées à l'externe et les taux d'actualisation spécifiques à l'immobilisation. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	(112)
Résultats non distribués	—	(112)
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	112	112

#### 11) Avantages du personnel

Aux termes du référentiel comptable antérieur, les écarts actuariels non amortis des régimes de retraite à prestations définies étaient comptabilisés en résultat sur la durée résiduelle moyenne prévue de la période de service des employés. Aux termes d'IFRS 1, la Société a décidé de comptabiliser tous les écarts actuariels cumulés dans les résultats non distribués à la date de transition. Aux termes des IFRS, les écarts actuariels engagés au cours d'une période sont constatés dans les autres éléments du résultat global puis virés directement aux résultats non distribués.

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la période de comptabilisation en charges des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite autres que les prestations de retraite commençait à la date d'embauche de l'employé.

Aux termes des IFRS, cette période débute lorsque l'employé atteint 45 ans, date à laquelle il commence à se constituer des prestations en vertu de ces régimes.

Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Comptes créditeurs et charges à payer	—	10
Autres passifs non courants	—	215
Différences de conversion	—	2
Résultats non distribués	—	(227)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	17	(4)
Ajustement de différences de conversion	2	2
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies	169	(201)

#### 12) Rémunération fondée sur des actions

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la Société constatait les obligations liées aux régimes de rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en trésorerie selon la méthode de la valeur intrinsèque. Aux termes des IFRS, les obligations liées à ces régimes sont constatées à titre de passif selon la méthode de la juste valeur. Dans le cas des régimes de rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en actions, la Société comptabilise le coût des options sur actions attribuées aux membres du personnel sur la période d'acquisition au moyen du mode d'amortissement graduel plutôt que du mode d'amortissement linéaire, méthode comptable de la Société selon le référentiel comptable antérieur. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Créditeurs et charges à payer	—	95
Autres passifs non courants	—	27
Surplus d'apport	—	2
Résultats non distribués	—	(124)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(9)	(2)

13) *Change*

Conformément à IFRS 1, la Société a choisi, à la date de transition, de virer aux résultats non distribués le montant cumulé des différences de conversion antérieures à cette date pour tous les établissements à l'étranger. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Différences de conversion	—	248
Résultats non distribués	—	(248)

14) *Impôt sur le résultat*

La Société a comptabilisé de l'impôt différé, essentiellement à l'égard des changements susmentionnés. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	31 décembre 2010 et période de douze mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	(26)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	—	(5)
Passifs d'impôt différé	—	(544)
Résultats non distribués	—	523
Charge d'impôt différé	(22)	87
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	(45)	49

15) *Résultat par action ordinaire*

Selon le référentiel comptable antérieur, l'effet dilutif des options comportant une composante de droits à la plus-value ou une méthode de versement en trésorerie n'était pas pris en compte dans le calcul du résultat dilué par action. Selon les IFRS, ces attributions sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société si elles ont eu un effet dilutif au cours de la période.

L'incidence de ce changement sur le résultat net utilisé dans le calcul du résultat dilué par action pour le trimestre et la période de douze mois clos le 31 décembre 2010 est présentée à la note 11.

16) Outre les choix aux termes d'IFRS 1 décrits dans la présente note, la Société a appliqué les choix suivants :

- Les regroupements d'entreprises et les acquisitions de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui ont eu lieu avant la date de transition n'ont pas été retraités selon les IFRS. Un test de dépréciation du goodwill associé a été effectué à la date de transition, et aucune perte de valeur n'a été constatée.
- Les coûts d'emprunt inscrits à l'actif pour les projets qualifiés avant la date de transition n'ont pas été retraités selon les règles d'évaluation prescrites par les IFRS.

## 5. ACTIVITÉS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE ET DE NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE

Au cours du deuxième trimestre de 2011, la Société a effectué un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Il a été établi que la nature et l'objet des transactions antérieurement présentées au montant brut dans les produits et les charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie aux états consolidés du résultat global ont évolué de telle sorte qu'il est maintenant plus approprié de les présenter au montant net. Les profits et les pertes réalisés et latents, ainsi que le règlement sous-jacent de ces contrats, seront maintenant constatés et inscrits au montant net au poste « Autres produits ».

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

### Changements aux états consolidés du résultat global

(Augmentation (diminution), en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2010	Période de douze mois close le 31 décembre 2010
Produits liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(650)	(2 700)
Autres produits	51	102
Charges liées aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(599)	(2 598)
Résultat net	—	—

## 6. 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.

Au premier trimestre de 2011, la Société a regroupé ses secteurs International et extracôtier et Gaz naturel en un nouveau secteur appelé Exploration et production. Tous les chiffres des périodes antérieures ont été reclassés afin de les rendre conformes à cette nouvelle répartition sectorielle.

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

Trimestres clos les 31 décembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères <sup>1)</sup>		Exploration et production <sup>1)</sup>		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations <sup>1)</sup>		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	<b>2 580</b>	2 071	<b>1 831</b>	1 678	<b>6 354</b>	5 659	<b>30</b>	5	<b>10 795</b>	9 413
Produits intersectoriels	<b>924</b>	761	<b>73</b>	101	<b>10</b>	1	<b>(1 007)</b>	(863)	—	—
Moins les redevances	<b>(278)</b>	(139)	<b>(440)</b>	(292)	—	—	—	—	<b>(718)</b>	(431)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	<b>3 226</b>	2 693	<b>1 464</b>	1 487	<b>6 364</b>	5 660	<b>(977)</b>	(858)	<b>10 077</b>	8 982
Autres produits	<b>5</b>	(3)	<b>1</b>	260	<b>(9)</b>	2	<b>63</b>	99	<b>60</b>	358
	<b>3 231</b>	2 690	<b>1 465</b>	1 747	<b>6 355</b>	5 662	<b>(914)</b>	(759)	<b>10 137</b>	9 340
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	<b>190</b>	342	<b>144</b>	77	<b>5 143</b>	4 393	<b>(910)</b>	(823)	<b>4 567</b>	3 989
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>1 418</b>	1 270	<b>276</b>	269	<b>610</b>	598	<b>81</b>	196	<b>2 385</b>	2 333
Transport	<b>112</b>	88	<b>30</b>	39	<b>47</b>	57	—	6	<b>189</b>	190
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	<b>392</b>	308	<b>474</b>	530	<b>118</b>	114	<b>39</b>	26	<b>1 023</b>	978
Exploration	<b>7</b>	—	<b>3</b>	41	—	—	—	—	<b>10</b>	41
Perte (profit) à la cession d'actifs	<b>16</b>	3	<b>(9)</b>	(26)	<b>(5)</b>	(11)	—	38	<b>2</b>	4
Frais de démarrage de projets	<b>21</b>	29	—	—	—	—	—	—	<b>21</b>	29
Charges (produits) de financement	<b>19</b>	22	<b>21</b>	30	<b>15</b>	7	<b>(164)</b>	(187)	<b>(109)</b>	(128)
	<b>2 175</b>	2 062	<b>939</b>	960	<b>5 928</b>	5 158	<b>(954)</b>	(744)	<b>8 088</b>	7 436
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>1 056</b>	628	<b>526</b>	787	<b>427</b>	504	<b>40</b>	(15)	<b>2 049</b>	1 904
Impôt sur le résultat	<b>266</b>	144	<b>242</b>	401	<b>120</b>	137	<b>(6)</b>	(64)	<b>622</b>	618
<b>Résultat net</b>	<b>790</b>	484	<b>284</b>	386	<b>307</b>	367	<b>46</b>	49	<b>1 427</b>	1 286

Périodes de douze mois closes les 31 décembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères <sup>1)</sup>		Exploration et production		Raffinage et commercialisation <sup>1)</sup>		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations <sup>1)</sup>		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	9 581	7 052	6 293	6 326	25 657	20 653	77	30	41 608	34 061
Produits intersectoriels	3 420	2 638	491	717	56	207	(3 967)	(3 562)	—	—
Moins les redevances	(799)	(681)	(1 472)	(1 377)	—	—	—	—	(2 271)	(2 058)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	12 202	9 009	5 312	5 666	25 713	20 860	(3 890)	(3 532)	39 337	32 003
Autres produits	31	415	(3)	261	58	21	367	(96)	453	601
	12 233	9 424	5 309	5 927	25 771	20 881	(3 523)	(3 628)	39 790	32 604
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	1 381	1 070	585	240	20 547	16 920	(3 790)	(3 399)	18 723	14 831
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	5 169	4 537	850	933	2 182	2 200	223	314	8 424	7 984
Transport	399	291	116	230	219	200	2	(18)	736	703
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 374	1 310	2 035	1 978	444	440	99	75	3 952	3 803
Exploration	56	6	60	212	—	—	—	—	116	218
Perte (profit) à la cession d'actifs	122	14	31	(998)	(16)	(30)	(1)	39	136	(975)
Frais de démarrage de projets	163	74	—	3	—	—	—	—	163	77
Charges (produits) de financement	74	104	65	78	13	11	319	(6)	471	187
	8 738	7 406	3 742	2 676	23 389	19 741	(3 148)	(2 995)	32 721	26 828
<b>Résultat avant impôt</b>	3 495	2 018	1 567	3 251	2 382	1 140	(375)	(633)	7 069	5 776
Impôt sur le résultat	892	498	1 261	1 313	656	321	(44)	(185)	2 765	1 947
<b>Résultat net</b>	2 603	1 520	306	1 938	1 726	819	(331)	(448)	4 304	3 829

1) Au quatrième trimestre de 2011, la Société a revu la présentation par secteur de certaines ventes de distillats auparavant comptabilisées dans les produits bruts ainsi que des achats intersectoriels connexes de pétrole brut et de produits comptabilisés dans le secteur Raffinage et commercialisation. Ces éléments sont maintenant comptabilisés dans les produits bruts du secteur Sables pétrolifères, soit le secteur d'où proviennent les produits de distillat. À des fins de comparaison, les chiffres correspondants de la période précédente ont été reclassés selon la présentation adoptée pour la période à l'étude.



<b>Total de l'actif</b> (en millions de dollars)	<b>31 décembre</b> <b>2011</b>	31 décembre 2010
Sables pétrolifères	<b>44 217</b>	39 382
Exploration et production	<b>14 290</b>	15 899
Raffinage et commercialisation	<b>13 150</b>	11 292
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	<b>3 120</b>	2 034
<b>Total</b>	<b>74 777</b>	68 607

## 7. MÉTHODE D'ÉVALUATION DU BITUME

En 2010, le ministère de l'Énergie de l'Alberta a envoyé à la Société un avis concernant les ajustements relatifs à la qualité et au transport devant être utilisés aux termes des règlements ministériels concernant la méthode d'évaluation du bitume (*Bitumen Valuation Methodology (Ministerial) Regulations*) pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance le 31 décembre 2015. Par suite de cette décision, la Société a constaté une économie de redevances de 140 M\$ au quatrième trimestre de 2010. La Société tente toujours d'obtenir un règlement définitif en ce qui concerne l'ajustement relatif à la qualité.

## 8. NOUVELLE DÉTERMINATION DES PARTICIPATIONS DANS TERRA NOVA

En 2010, les copropriétaires du champ pétrolifère Terra Nova ont achevé la nouvelle détermination des participations directes devant être effectuée aux termes du Terra Nova Development and Operating Agreement, à la suite de l'atteinte du seuil de rentabilité le 1<sup>er</sup> février 2005. La participation directe de Suncor a été augmentée, passant de 33,990 % à 37,675 %, et les autres propriétaires ont convenu de rembourser la Société en fonction de sa participation accrue pour la période du 1<sup>er</sup> février 2005 au 31 décembre 2010. La Société a donc constaté un profit de 295 M\$ dans les autres produits au quatrième trimestre de 2010.

## 9. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

### *Libye*

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a constaté des pertes de valeur de 514 M\$ relativement à des actifs de son secteur Exploration et production en Libye, la production ayant été interrompue en raison de la violence politique en Libye.

Pour calculer les pertes de valeur des actifs de la Société au deuxième trimestre de 2011, la valeur recouvrable a été établie selon la méthode de la valeur d'utilité. La Société a utilisé une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après les réserves à la fin de l'exercice 2010 actualisées selon des prix prévisionnels, en fonction des trois scénarios suivants : i) une reprise des activités normales après un an, ii) une reprise des activités normales après deux ans et iii) une perte totale. Ces scénarios ont été pondérés selon les probabilités, d'après les meilleures estimations de la Société, et évalués à la valeur actuelle selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 %. Les deux scénarios qui prévoient une reprise de la production comprenaient des coûts de reconstruction.

Les pertes de valeur ont été inscrites en charges au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur » des états consolidés du résultat global et portées en déduction des immobilisations corporelles (259 M\$), des actifs d'exploration et d'évaluation (211 M\$) et des stocks (44 M\$) aux états consolidés de la situation financière.

Au troisième trimestre de 2011, l'arrivée d'un nouveau gouvernement en Libye a entraîné la levée de certaines sanctions qui avaient une incidence sur les activités de la Société dans le pays. Au quatrième trimestre de 2011, le partenaire de coentreprise de la Société a recommencé la production dans certains champs, et, en janvier 2012, la Société a commencé

à recevoir des paiements sur la production. En outre, le partenaire de coentreprise a confirmé l'existence de pétrole brut qui avait été sorti au deuxième trimestre de 2011, et il y a eu reprise d'une perte de valeur de 11 M\$ qui avait été comptabilisée relativement aux stocks de pétrole brut.

Les discussions ont été amorcées avec les autorités libyennes concernant le statut des modalités contractuelles existantes, y compris les volumes de production et les échéanciers concernant les engagements futurs relatifs à l'exploration. Toutefois, les niveaux de production et l'accroissement graduel de la production sont difficiles à prévoir et l'ampleur des dommages aux actifs de la Société n'a pas encore été évaluée de manière exhaustive. Par conséquent, au 31 décembre 2011, il n'y a eu aucun changement dans l'évaluation de la dépréciation des actifs de la Société, et aucune reprise de perte de valeur n'a été constatée, sauf en ce qui a trait aux 11 M\$ de stocks de pétrole brut.

### **Syrie**

En décembre 2011, la Société a interrompu ses activités avec la General Petroleum Company en Syrie et a cessé la comptabilisation de la production et des produits des activités ordinaires. Ces mesures ont été prises par suite des sanctions annoncées par l'Union européenne le 2 décembre 2011.

Les actifs de la Société en Syrie ont été soumis à un test de dépréciation, qui a permis de conclure que les actifs n'avaient pas subi de perte de valeur au 31 décembre 2011. La valeur recouvrable a été établie selon la méthode de la valeur d'utilité. La Société a utilisé une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après des prix prévisionnels et les réserves à la fin de l'exercice 2011 actualisés, qui tiennent compte de la nature à long terme des réserves de gaz naturel associées à ces actifs. La Société s'est fondée sur les quatre scénarios suivants : i) une reprise des activités normales après six mois; ii) une reprise des activités normales après un an, iii) une reprise des activités normales après deux ans et iv) une perte totale. Ces scénarios ont été pondérés selon les probabilités, d'après les meilleures estimations de la Société, et évalués à la valeur actuelle selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 %. Les trois scénarios qui prévoient une reprise de la production supposent qu'à son retour, la Société recevra un paiement sur la production de la période durant laquelle elle a été absente.

Le calcul de la valeur d'utilité est très sensible à l'hypothèse de la direction concernant le moment de la reprise des activités normales. Si la pondération de la probabilité prise en compte dans le modèle de flux de trésorerie était ajustée en fonction d'une probabilité nulle de reprise des activités normales de la Société dans les douze mois à venir, les actifs de la Société en Syrie pourraient avoir subi une perte de valeur.

Au 31 décembre 2011, la valeur comptable des actifs nets de la Société en Syrie s'élevait à environ 900 M\$.

### **Autres**

Au quatrième trimestre de 2011, la Société a constaté une réduction de valeur de 100 M\$ relativement à certaines unités génératrices de trésorerie visant la production de gaz naturel dans le secteur Exploration et production par suite d'une révision à la baisse des prix prévisionnels. La valeur recouvrable a été établie selon la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente, en fonction des flux de trésorerie futurs attendus fondés sur les réserves à la fin de l'exercice 2011 établis à l'aide de prix prévisionnels fournis par des tiers et d'un taux d'actualisation de 12 %.

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a constaté une réduction de valeur de 189 M\$ relativement à du matériel d'extraction dans le secteur Sables pétrolifères. Les actifs étaient utilisés dans le cadre de la mise au point d'un nouveau procédé d'extraction pour broyer et réduire en boue les sables pétrolifères sur le front d'avancement, projet que la Société a abandonné. La Société a aussi constaté une réduction de valeur de 44 M\$ relativement à certains baux fonciers dans le secteur Exploration et production. Il s'agit d'actifs situés dans les régions de l'Ouest canadien et de l'Alaska que la Société n'a plus l'intention d'exploiter compte tenu de son alignement stratégique.

Au troisième trimestre de 2010, la Société avait constaté une réduction de valeur de 106 M\$ relativement à certains actifs en mer du Nord dans le secteur Exploration et production. Une entente visant la vente de ces actifs a été conclue au cours du trimestre, et les actifs ont été dépréciés afin de rendre compte de la juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Au quatrième trimestre de 2010, la Société a constaté une charge de 112 M\$ se rapportant à la réduction de valeur de certains actifs du secteur Exploration et production afin de rendre compte de la juste valeur fondée sur les flux de trésorerie futurs actualisés.

Ces charges sont prises en compte au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » aux états consolidés du résultat global.

## 10. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau suivant présente un sommaire de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux » des états consolidés du résultat global.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	closes les 31 décembre 2010
Règlement en actions	<b>13</b>	(32)	<b>94</b>	4
Règlement en trésorerie	<b>70</b>	154	<b>(95)</b>	190
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	<b>83</b>	122	<b>(1)</b>	194

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

En août 2011, la Société a annoncé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 500 M\$ entre le 6 septembre 2011 et le 5 septembre 2012.

Au quatrième trimestre, la Société a racheté, dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, 12,1 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 359 M\$. Du montant versé, 157 M\$ ont été imputés au capital-actions et 202 M\$, aux résultats non distribués.

Pendant la période visée par l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, la Société a racheté au total 17,1 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 500 M\$. Du montant versé, 222 M\$ ont été imputés au capital-actions et 278 M\$, aux résultats non distribués.

**12. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Intérêts sur la dette	<b>176</b>	173	<b>661</b>	704
Intérêts incorporés	<b>(157)</b>	(98)	<b>(559)</b>	(301)
Charge d'intérêts	<b>19</b>	75	<b>102</b>	403
Augmentation des passifs	<b>35</b>	94	<b>157</b>	235
Perte (profit) de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(179)</b>	(290)	<b>183</b>	(426)
Autres pertes (profits) de change	<b>16</b>	(7)	<b>29</b>	(25)
<b>Total des charges (produits) de financement</b>	<b>(109)</b>	(128)	<b>471</b>	187

**13. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Résultat net	<b>1 427</b>	1 286	<b>4 304</b>	3 829
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme réglées en actions <sup>1)</sup>	—	—	<b>(86)</b>	(6)
Résultat net – dilué	<b>1 427</b>	1 286	<b>4 218</b>	3 823
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 566</b>	1 564	<b>1 571</b>	1 562
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	<b>6</b>	11	<b>11</b>	14
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	<b>1 572</b>	1 575	<b>1 582</b>	1 576
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	<b>0,91</b>	0,82	<b>2,74</b>	2,45
Résultat dilué par action	<b>0,91</b>	0,82	<b>2,67</b>	2,43

1) Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une méthode de versement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait l'effet dilutif le plus important pour les périodes de douze mois closes les 31 décembre 2011 et 2010.

**14. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE**

En 2011 et en 2010, la Société a cédé certains actifs non essentiels conformément à son alignement stratégique continu.

Au premier trimestre de 2011, la Société a conclu la vente de certains actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni pour un produit net de 90 M€ (140 M\$ CA), après ajustements de clôture. Aux deuxième et troisième trimestres de 2011, la Société a réalisé la vente de certains actifs non essentiels situés dans le nord de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique pour un produit net de 164 M\$.

Au 31 décembre 2011, la Société n'avait aucun actif ni passif classés comme détenus en vue de la vente. Au 31 décembre 2010, les actifs et les passifs classés comme détenus en vue de la vente se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	31 décembre 2010
<b>Actif</b>	
Actif courant	98
Immobilisations corporelles, montant net	635
Exploration et évaluation	29
<b>Total de l'actif</b>	<b>762</b>
<b>Passif</b>	
Passif courant	98
Provisions	311
Passifs d'impôt différé	177
<b>Total du passif</b>	<b>586</b>

En 2010, la Société a conclu la vente d'un certain nombre de biens pétroliers et gaziers non essentiels en Amérique du Nord pour un produit net d'environ 1,7 G\$. La Société a également vendu certaines activités internationales, notamment sa participation dans Petro-Canada Netherlands BV, des actifs à Trinité-et-Tobago et certains actifs extracôtiers au Royaume-Uni pour un produit net d'environ 900 M\$.

## 15. GOODWILL ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères	Raffinage et commercialisation			Total
	Goodwill	Goodwill	Marque	Listes de clients	
1 <sup>er</sup> janvier 2010	3 019	182	166	66	3 433
Amortissement	—	—	—	(11)	(11)
31 décembre 2010	3 019	182	166	55	3 422
Décomptabilisation du goodwill (note 15)	<b>(267)</b>	<b>(8)</b>	—	—	<b>(275)</b>
Acquisitions	—	—	—	<b>3</b>	<b>3</b>
Amortissement	—	—	—	<b>(11)</b>	<b>(11)</b>
<b>31 décembre 2011</b>	<b>2 752</b>	<b>174</b>	<b>166</b>	<b>47</b>	<b>3 139</b>

**16. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2011	31 décembre 2010	2011	31 décembre 2010
Charge (économie) d'impôt sur le résultat :				
Exigible :				
Canada	<b>19</b>	1	<b>103</b>	51
Étranger	<b>281</b>	396	<b>1 018</b>	1 145
Différé :				
Canada	<b>344</b>	251	<b>1 435</b>	825
Étranger	<b>(22)</b>	(30)	<b>209</b>	(74)
Total de la charge d'impôt sur le résultat	<b>622</b>	618	<b>2 765</b>	1 947

En mars 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a pratiquement mis en vigueur une hausse de 12 % des frais supplémentaires sur les profits tirés des activités pétrolières et gazières au R.-U. Par conséquent, au premier trimestre de 2011, la Société a comptabilisé une augmentation de 442 M\$ de la charge d'impôt différé relativement à la réévaluation des soldes d'impôt différé.

**17. COENTREPRISE AVEC TOTAL**

En mars 2011, Suncor a conclu l'entente de coentreprise avec Total E&P Canada Ltd. (« Total ») qu'elle avait précédemment annoncée. Les deux sociétés prévoient mettre en valeur, en collaboration avec d'autres partenaires, les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et redémarrer la construction de l'usine de valorisation Voyageur.

Par suite de cette transaction, Suncor a acquis une participation de 36,75 % dans Joslyn pour une contrepartie de 842 M\$ après les ajustements de clôture. Total a fait l'acquisition d'une participation de 49 % dans Voyageur, d'une participation additionnelle de 19,2 % dans le projet de Fort Hills (ce qui a eu pour effet de réduire la participation de Suncor de 60 % à 40,8 %) et de droits sur une technologie d'extraction exclusive à la Société pour une contrepartie en trésorerie de 2,662 G\$ après ajustements de clôture.

Au total, Suncor a constaté une perte de 99 M\$, compte tenu des ajustements de clôture, liée à la cession de ses participations dans Voyageur et Fort Hills et à la vente de sa technologie. La perte comprend la décomptabilisation du goodwill de 267 M\$ associé à la cession des participations dans Fort Hills et Voyageur.

## Sommaire trimestriel des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
<b>Sables pétrolifères</b>							
<b>Production (kb/f)</b>							
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)	<b>326,5</b>	326,6	243,4	322,1	325,9	<b>304,7</b>	283,0
Firebag (kb/f de bitume)	<b>71,7</b>	54,8	56,4	55,2	52,9	<b>59,5</b>	53,6
MacKay River (kb/f de bitume)	<b>29,7</b>	29,0	29,4	32,1	32,9	<b>30,0</b>	31,5
Syncrude	<b>30,3</b>	35,9	33,8	38,5	37,9	<b>34,6</b>	35,2
<b>Ventes (kb/f) (à l'exclusion de Syncrude)</b>							
Brut léger peu sulfureux	<b>109,9</b>	80,4	50,5	101,0	84,5	<b>85,5</b>	82,3
Diesel	<b>36,1</b>	30,7	11,5	18,5	12,2	<b>24,3</b>	20,4
Brut léger sulfureux	<b>158,1</b>	194,6	146,8	183,0	189,8	<b>170,6</b>	145,2
Bitume	<b>14,5</b>	24,0	34,0	23,7	24,9	<b>24,0</b>	31,4
<b>Total des ventes</b>	<b>318,6</b>	329,7	242,8	326,2	311,4	<b>304,4</b>	279,3
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)</b>							
Brut léger peu sulfureux*	<b>103,51</b>	95,75	107,96	90,47	83,02	<b>98,50</b>	79,03
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	<b>94,07</b>	81,65	85,98	79,05	70,29	<b>84,93</b>	68,63
Total*	<b>97,33</b>	85,09	90,56	82,59	73,75	<b>88,74</b>	71,69
Total	<b>97,33</b>	85,09	90,56	82,59	70,95	<b>88,74</b>	69,58
Prix de vente moyen – Syncrude <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>105,33</b>	98,35	111,86	93,33	84,40	<b>101,80</b>	80,93
<b>Charges opérationnelles (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>37,20</b>	34,70	46,25	33,60	34,35	<b>37,40</b>	35,05
Gaz naturel	<b>2,40</b>	1,90	2,95	2,55	2,30	<b>2,45</b>	2,85
Diluant importé**	—	—	1,80	—	0,05	<b>0,35</b>	0,75
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>2)</sup></b>	<b>39,60</b>	36,60	51,00	36,15	36,70	<b>40,20</b>	38,65
Frais de démarrage de projets	<b>0,70</b>	1,95	2,05	1,30	0,95	<b>1,45</b>	0,70
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>3)</sup></b>	<b>40,30</b>	38,55	53,05	37,45	37,65	<b>41,65</b>	39,35
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion	<b>11,55</b>	9,90	13,10	8,30	9,15	<b>10,55</b>	11,15
<b>Total des charges opérationnelles<sup>4)</sup></b>	<b>51,85</b>	48,45	66,15	45,75	46,80	<b>52,20</b>	50,50
<b>Charges opérationnelles – Syncrude*** (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>46,15</b>	38,50	37,40	35,30	32,85	<b>39,05</b>	34,70
Gaz naturel	<b>3,05</b>	2,70	3,15	3,40	3,05	<b>3,10</b>	3,25
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>2)</sup></b>	<b>49,20</b>	41,20	40,55	38,70	35,90	<b>42,15</b>	37,95
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>3)</sup></b>	<b>49,20</b>	41,20	40,55	38,70	35,90	<b>42,15</b>	37,95
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion	<b>16,05</b>	11,75	14,10	20,25	12,55	<b>15,60</b>	13,00
<b>Total des charges opérationnelles<sup>4)</sup></b>	<b>65,25</b>	52,95	54,65	58,95	48,45	<b>57,75</b>	50,95
<b>Charges opérationnelles – production de bitume in situ seulement (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>24,00</b>	21,50	18,50	16,60	16,50	<b>20,30</b>	14,85
Gaz naturel	<b>5,15</b>	5,55	5,65	5,40	4,80	<b>5,40</b>	5,55
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>5)</sup></b>	<b>29,15</b>	27,05	24,15	22,00	21,30	<b>25,70</b>	20,40
Frais de démarrage de projets	<b>0,50</b>	6,30	5,20	4,20	3,35	<b>3,90</b>	2,05
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>6)</sup></b>	<b>29,65</b>	33,35	29,35	26,20	24,65	<b>29,60</b>	22,45
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion	<b>9,90</b>	7,05	6,30	5,65	5,55	<b>7,35</b>	5,30
<b>Total des charges opérationnelles<sup>7)</sup></b>	<b>39,55</b>	40,40	35,65	31,85	30,20	<b>36,95</b>	27,75

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 douze mois closes les	
	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2010
<b>Exploration et production</b>						
<b>Production totale</b> (kbep/j)	<b>219,7</b>	183,5	182,8	240,7	261,8	<b>206,7</b> 296,9
<b>Amérique du Nord (activités terrestres)</b>						
<b>Production</b>						
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>335</b>	346	370	379	407	<b>357</b> 522
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	<b>5,0</b>	4,8	5,3	5,4	5,1	<b>5,1</b> 8,8
Production totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	<b>365</b>	375	402	411	438	<b>388</b> 575
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup>						
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,18</b>	3,52	3,75	3,72	3,38	<b>3,55</b> 4,04
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	<b>90,58</b>	83,98	88,90	77,85	71,02	<b>85,30</b> 67,06
<b>Côte Est du Canada</b>						
<b>Production</b> (kb/j)						
Terra Nova	<b>14,3</b>	19,4	14,4	16,9	19,0	<b>16,2</b> 23,2
Hibernia	<b>30,2</b>	32,0	32,1	29,2	30,9	<b>30,9</b> 30,9
White Rose	<b>18,9</b>	17,7	18,5	18,9	13,0	<b>18,5</b> 14,5
	<b>63,4</b>	69,1	65,0	65,0	62,9	<b>65,6</b> 68,6
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>111,77</b>	111,30	112,19	104,01	87,12	<b>108,42</b> 80,20
<b>International</b>						
<b>Production</b> (kbep/j)						
<i>Mer du Nord</i>						
Buzzard	<b>55,0</b>	33,1	32,7	50,3	55,6	<b>42,9</b> 55,5
Autres – Mer du Nord	—	—	—	15,4	18,7	<b>3,8</b> 23,5
<i>Autres – International</i>						
Libye	<b>24,6</b>	—	—	24,1	34,7	<b>12,1</b> 35,2
Syrie	<b>15,9</b>	18,8	18,1	17,4	16,9	<b>17,6</b> 11,6
Trinité-et-Tobago	—	—	—	—	—	— 6,7
	<b>95,5</b>	51,9	50,8	107,2	125,9	<b>76,4</b> 132,5
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>1)</sup> (\$/bep)						
Buzzard	<b>106,41</b>	111,60	113,24	94,12	85,46	<b>105,18</b> 77,91
Autres – Mer du Nord	—	—	—	92,49	82,77	<b>92,49</b> 78,16
Autres – International	<b>102,42</b>	93,94	91,42	91,92	83,06	<b>95,76</b> 70,39

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



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

(non audité)

<b>Raffinage et commercialisation</b>	Trimestres clos les					Périodes de douze mois closes les	
	<b>31 déc. 2011</b>	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	<b>31 déc. 2011</b>	31 déc. 2010
<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	<b>20,1</b>	21,4	20,9	21,1	22,9	<b>20,9</b>	22,2
Distillats	<b>12,2</b>	12,7	12,8	13,4	13,7	<b>12,8</b>	12,4
<b>Total des ventes de carburants de transport</b>	<b>32,3</b>	34,1	33,7	34,5	36,6	<b>33,7</b>	34,6
Produits pétrochimiques	<b>1,7</b>	2,3	2,2	2,3	2,4	<b>2,1</b>	2,5
Asphalte	<b>2,2</b>	3,5	2,2	1,7	2,4	<b>2,4</b>	2,7
Autres	<b>4,6</b>	4,4	6,2	6,1	5,3	<b>5,3</b>	5,5
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>40,8</b>	44,3	44,3	44,6	46,7	<b>43,5</b>	45,3
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>							
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	<b>30,7</b>	32,3	31,9	33,1	29,7	<b>32,0</b>	30,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	<b>90</b>	94	94	97	87	<b>94</b>	89
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>							
<b>Ventes de produits raffinés</b> (milliers de m <sup>3</sup> /j)							
Carburants de transport							
Essence	<b>19,7</b>	19,7	18,6	17,0	18,3	<b>18,8</b>	18,9
Distillats ****	<b>17,5</b>	18,7	16,2	17,9	21,3	<b>17,6</b>	18,0
<b>Total des ventes de carburants de transport</b>	<b>37,2</b>	38,4	34,8	34,9	39,6	<b>36,4</b>	36,9
Asphalte	<b>1,1</b>	1,9	1,2	0,5	0,9	<b>1,2</b>	1,3
Autres	<b>2,5</b>	2,1	1,9	2,0	2,0	<b>2,0</b>	3,8
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>40,8</b>	42,4	37,9	37,4	42,5	<b>39,6</b>	42,0
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>							
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	<b>32,8</b>	36,2	27,0	35,3	36,5	<b>32,8</b>	34,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	<b>90</b>	100	75	97	101	<b>91</b>	95

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 douze mois closes les	
	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
<b>Revenus nets</b>							
<b>Amérique du Nord (activités terrestres)</b> (\$/kpi <sup>3e</sup> )							
Prix moyen réalisé <sup>8)</sup>	4,54	4,82	5,15	4,72	4,47	4,81	5,21
Redevances	(0,48)	(0,48)	(0,54)	(0,44)	(0,44)	(0,48)	(0,56)
Frais de transport	(0,23)	(0,26)	(0,25)	(0,20)	(0,32)	(0,23)	(0,42)
Charges opérationnelles	(1,66)	(1,71)	(1,35)	(1,49)	(1,72)	(1,55)	(1,47)
Revenus opérationnels nets	2,17	2,37	3,01	2,59	1,99	2,55	2,76
<b>Côte Est du Canada</b> (\$/b)							
Prix moyen réalisé <sup>8)</sup>	114,35	112,84	114,23	105,84	89,35	110,31	82,38
Redevances	(36,95)	(33,56)	(34,99)	(32,04)	(29,17)	(34,49)	(27,99)
Frais de transport	(2,58)	(1,54)	(2,04)	(1,83)	(2,23)	(1,89)	(2,18)
Charges opérationnelles	(9,36)	(6,69)	(7,26)	(8,14)	(7,57)	(8,04)	(6,68)
Revenus opérationnels nets	65,46	71,05	69,94	63,83	50,38	65,89	45,53
<b>Mer du Nord – Buzzard</b> (\$/b)							
Prix moyen réalisé <sup>8)</sup>	108,43	113,65	115,21	96,09	87,30	107,18	79,73
Frais de transport	(2,02)	(2,05)	(1,97)	(1,97)	(1,84)	(2,00)	(1,82)
Charges opérationnelles	(3,64)	(6,34)	(6,66)	(3,50)	(2,80)	(4,71)	(3,07)
Revenus opérationnels nets	102,77	105,26	106,58	90,62	82,66	100,47	74,84
<b>Mer du Nord – Autres</b> (\$/bep)							
Prix moyen réalisé <sup>8)</sup>	—	—	—	94,86	85,73	94,86	80,86
Frais de transport	—	—	—	(2,37)	(2,96)	(2,37)	(2,70)
Charges opérationnelles	—	—	—	(17,82)	(16,45)	(17,82)	(15,60)
Revenus opérationnels nets	—	—	—	74,67	66,32	74,67	62,56
<b>International – Autres</b> (\$/bep)							
Prix moyen réalisé <sup>8)</sup>	102,68	94,23	91,67	92,28	82,74	96,06	70,59
Redevances	(54,06)	(46,89)	(41,35)	(64,12)	(18,37)	(54,69)	(30,67)
Frais de transport	(0,26)	(0,29)	(0,25)	(0,36)	0,32	(0,30)	(0,20)
Charges opérationnelles	(7,52)	(6,84)	(8,48)	(5,21)	(6,38)	(6,75)	(5,13)
Revenus opérationnels nets	40,84	40,21	41,59	22,59	58,31	34,32	34,59

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

## Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

### Mesures financières hors PCGR

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

### Définitions

- |   |   |
|---|---|
| 1) Prix de vente moyen  | – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.   |
| 2) Charges opérationnelles décaissées   | – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks), de la charge de désactualisation et du coût du diluant importé. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production. 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. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production.  |
| 4) Charges opérationnelles totales  | – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production.   |
| 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 de la charge de désactualisation. 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. 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 réalisé   | – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les frais de transport et les redevances, et exclut l'incidence des activités de couverture.  |

### Notes explicatives

- \* Compte non tenu de l'incidence des activités de couverture.
- \*\* Les charges opérationnelles décaissées comprennent les coûts d'achat du diluant nécessaire à la livraison du bitume par pipeline. Dans des conditions opérationnelles normales, la production interne suffit aux besoins en diluant.
- \*\*\* Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- \*\*\*\* Les volumes de ventes de distillats présentés antérieurement ont été ajustés afin de retirer certains volumes de ventes provenant du secteur Sables pétrolifères.

### 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                      |
| kbe/p/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