



## PREMIER TRIMESTRE DE 2011

Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 mars 2011

# Résultats du premier trimestre de Suncor Énergie La stratégie intégrée de Suncor porte ses fruits : la Société dégage de solides résultats en dépit de la volatilité des marchés

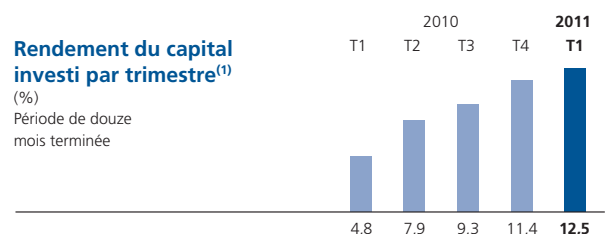
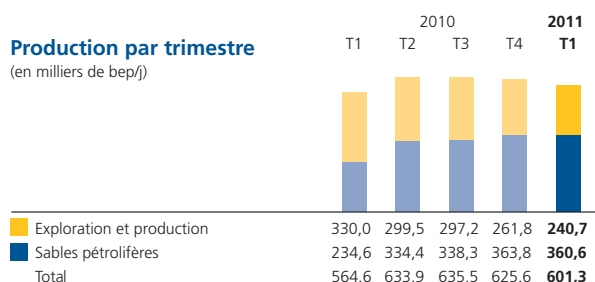
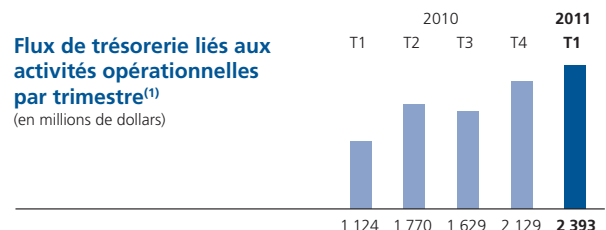
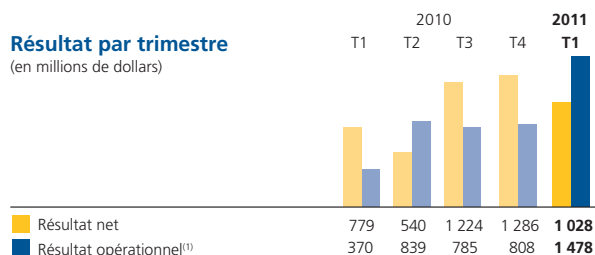
Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens (\$ CA), à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document n'ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR »). Pour une description de ces mesures non définies par les PCGR, il convient de se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 2 mai 2011 (le « rapport de gestion »).

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») a inscrit un résultat net de 1,028 milliard \$ pour le premier trimestre de 2011 (0,65 \$ par action ordinaire), en comparaison d'un résultat net de 779 millions \$ (0,50 \$ par action ordinaire) pour le premier 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, est passé à 1,478 milliard \$ (0,94 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2011, en comparaison de 370 millions \$ (0,24 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2010. La progression du résultat opérationnel par rapport à celui du premier trimestre de 2010 est principalement attribuable à l'accroissement des volumes de production de sables pétrolifères, à l'augmentation des marges sur les produits raffinés dégagées par les activités de raffinage en aval et à la hausse des prix obtenus pour la production en amont.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>(1)</sup> ont plus que doublé, passant de 1,124 milliard \$ (0,72 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2010 à 2,393 milliards \$ (1,52 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2011. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont entraîné la hausse du résultat opérationnel.

La production totale en amont de Suncor s'est chiffrée en moyenne à 601 300 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au premier trimestre de 2011, en comparaison de 564 600 bep/j au premier trimestre de 2010. La production de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la production totale, a augmenté pour passer à 87 %, en comparaison de 77 % pour le même trimestre en 2010.



(1) Mesures non définies par les PCGR. Se reporter aux pages suivantes pour un rapprochement du résultat net et du résultat opérationnel. Le rendement du capital investi ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du rapport de gestion.

« La fiabilité et l'efficacité opérationnelles ont été au rendez-vous dans tous nos secteurs », a mentionné le président et chef de la direction, Rick George. « La solide performance de nos activités de raffinage nous a permis de bénéficier de marges nettement plus élevées et de la demande croissante qu'a stimulée la reprise économique. Quant à nos activités liées aux sables pétrolifères, elles ont montré une amélioration constante, enregistrant, pour les deux derniers trimestres, leur meilleure production à ce jour. »

La production du secteur Sables pétrolifères (exclusion faite de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) s'est chiffrée en moyenne à 322 100 barils par jour (b/j) pour le premier trimestre de 2011, en comparaison de 202 300 b/j pour le premier trimestre de 2010. Les volumes de production ont été à la hauteur des volumes record enregistrés au quatrième trimestre de 2010, ce qui témoigne des améliorations d'ordre opérationnel. Au premier trimestre de 2010, la production avait souffert de perturbations de l'exploitation et de travaux de maintenance non planifiés du secteur Sables pétrolifères.

Les charges opérationnelles décaissées<sup>(1)</sup> du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) ont diminué pour se fixer à 36,15 \$ par baril au premier trimestre de 2011, en comparaison de 54,50 \$ par baril au premier trimestre de 2010. Cette diminution est principalement attribuable au fait que les charges opérationnelles décaissées, qui sont essentiellement fixes, ont été réparties sur un plus important volume de production.

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude lui a rapporté un volume de production moyen de 38 500 b/j pour le premier trimestre de 2011, en comparaison de 32 300 b/j pour le trimestre correspondant de 2010.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 240 700 bep/j au premier trimestre de 2011, en comparaison de 330 000 bep/j au premier 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 de 70 000 bep/j ayant été tirée de ces actifs au premier trimestre de 2010. Le nouveau secteur Exploration et production regroupe les résultats qui étaient auparavant présentés sous le secteur Gaz naturel et le secteur International et extracôtier.

En aval, le secteur Raffinage et commercialisation de la Société a enregistré des ventes de produits raffinés totalisant en moyenne 84 900 mètres cubes par jour pour le premier trimestre de 2011, en comparaison de 82 200 mètres cubes par jour pour le premier trimestre de 2010. Ce secteur a dégagé de solides résultats grâce à une hausse marquée des marges de raffinage, attribuable à l'augmentation des marges de craquage dans l'ensemble du marché, et à la forte capacité de traitement du pétrole brut lourd des raffineries de Suncor.

« Les résultats obtenus pour le premier trimestre témoignent de l'efficacité de la stratégie intégrée de Suncor. Grâce à cette stratégie, nous avons non seulement tiré parti de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd en Amérique du Nord, mais nous avons également bénéficié des retombées positives qu'ont eues les prix nettement plus élevés du pétrole brut Brent sur nos activités extracôtées », a précisé Rick George.

## Mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation

Suncor va de l'avant avec la stratégie de croissance sur 10 ans qu'elle a dévoilée en décembre 2010. Conformément à cette stratégie, ses dépenses en immobilisations du premier trimestre ont été axées sur l'expansion de ses activités d'exploitation de sables pétrolifères *in situ*, sur la poursuite de la construction d'une nouvelle unité d'hydrotraitement des sables pétrolifères et sur le déploiement d'une nouvelle technique de gestion des résidus dans l'ensemble de ses installations de sables pétrolifères existantes.

En ce qui concerne ses activités d'exploitation de sables pétrolifères *in situ*, la Société a presque achevé la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag. Elle a commencé l'injection d'eau dans une plateforme d'exploitation en avril 2011 et s'attend à produire les premiers barils de pétrole au début de juillet 2011. L'agrandissement devrait être pleinement

(1) Mesure hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

opérationnel au troisième trimestre de 2011, le volume de production devant augmenter graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois jusqu'à atteindre la capacité de production cible de 62 500 barils de bitume par jour. La Société poursuit également les travaux liés à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, se concentrant sur la construction des infrastructures, des plateformes d'exploitation, des installations de traitement centralisé et des installations de cogénération. Elle prévoit commencer la production au premier trimestre de 2013. La capacité de production cible de la quatrième phase de l'agrandissement est également de 62 500 barils de bitume par jour.

Le 22 mars 2011, la Société a conclu des ententes de partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Maintenant qu'elle a signé ces ententes, Suncor s'attend à faire avancer les travaux d'ingénierie et de préparation des chantiers au projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et à l'usine de valorisation Voyageur. Aux termes des ententes, Total a obtenu une participation dans le projet Fort Hills et dans celui de l'usine de valorisation Voyageur, tandis que Suncor a obtenu une participation dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn de Total. Suncor vise l'achèvement du projet de l'usine de valorisation Voyageur et du projet Fort Hills en 2016.

En mars, Suncor a conclu la vente d'actifs non essentiels situés en mer du Nord faisant partie de son secteur Exploration et production, ce qui lui a rapporté un produit de 105 millions £ (164 millions \$ CA), sous réserve des ajustements de clôture.

Les programmes d'exploration de Suncor vont bon train, celle-ci ayant obtenu, en avril 2011, trois permis d'exploration visant le secteur de la mer du Nord se trouvant au large de la Norvège, dont deux à titre d'exploitant et un à titre de non-exploitant. De plus, la Société évalue actuellement un puits d'exploration situé dans la zone Ballicatters, au large de la Côte Est du Canada.

Suncor prévoit reporter à 2012 le programme de maintenance à quai d'une durée de 15 semaines qui devait être entrepris à Terra Nova en juillet 2011. Ce report devrait permettre de trouver des solutions aux problèmes liés à la présence de sulfure d'hydrogène dans certains puits, qui a causé des interruptions partielles de la production, et de les mettre en œuvre parallèlement à l'exécution des travaux de maintenance. Un arrêt d'une durée de quatre semaines est toujours prévu à Terra Nova au troisième trimestre de 2011 aux fins de l'exécution des travaux de maintenance annuels.

En ce qui concerne l'exploitation de pétrole classique à l'étranger, Suncor a suspendu indéfiniment ses activités d'exploration et de production en Libye, compte tenu de l'agitation politique qui secoue ce pays. Suncor continue de surveiller la situation en Libye et a pris à ce jour toutes les mesures raisonnables pour assurer la sécurité de son personnel et protéger la valeur de ses actifs et des ses activités et d'assurer la conformité aux principes relatifs aux investissements et aux activités responsables de la Société, qui définissent les valeurs et les politiques de Suncor en ce qui concerne les droits de l'homme dans les pays où elle exerce ses activités. Le 18 mars 2011, Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses contrats d'exploration et de partage de production. Le 31 mars 2011, Suncor n'avait constaté aucune perte de valeur à l'égard de ses actifs en Libye. Toutefois, si la situation actuelle en Libye persistait ou se détériorait de telle sorte que Suncor ne puisse reprendre ses activités à court terme ou qu'elle ne puisse le faire sans devoir engager d'importantes dépenses, Suncor estime que ses actifs en Libye pourraient subir des pertes de valeur dans le futur.

Dans le domaine de l'énergie renouvelable, Suncor a achevé, en janvier, l'agrandissement de l'usine d'éthanol de St. Clair, qui est la plus importante installation de biocombustible au Canada. Les travaux de construction se sont également poursuivis au premier trimestre de 2011 à l'égard de deux nouveaux projets de production d'énergie éolienne, soit le projet de Kent Breeze, en Ontario, et le projet de Wintering Hills, en Alberta. Suncor estime que, d'ici la fin de 2011, ses projets de production d'énergie renouvelable permettront de compenser au total près de un million de tonnes de dioxyde de carbone par année.

À un moment où Suncor investit dans sa stratégie de croissance, une saine gestion de la dette et le maintien d'un solide bilan sont primordiaux. Grâce à ses importantes rentrées de fonds et au produit qu'elle a tiré de ses ventes d'actifs, y compris dans le cadre de l'entente de partenariat stratégique conclue avec Total, Suncor a réduit sa dette nette de 3,8 milliards \$ au premier trimestre, la ramenant à 7,4 milliards \$ au 31 mars 2011.

## Prévisions

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées le 17 décembre 2010.

	Perspectives pour l'exercice 2011 formulées en date du 17 décembre 2010	Résultats réels pour le trimestre clos le 31 mars 2011	Perspectives pour l'exercice 2011 mises à jour en date du 3 mai 2011
Production totale de Suncor (bep/j)			
Production – avant les cessions d'actifs prévues <sup>(1)</sup>	550 000 – 600 000	601 300	<b>520 000 – 570 000</b>
Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) (b/f)	280 000 – 310 000	322 100	<b>280 000 – 310 000</b>
Syncrude (b/f)	35 000 – 37 000	38 500	<b>35 000 – 37 000</b>
Exploration et production			
Côte Est du Canada (b/f)	58 000 – 65 000	65 000	<b>58 000 – 65 000</b>
International (bep/f)	110 000 – 120 000	107 200	<b>80 000 – 90 000</b>
Activités terrestres en Amérique du Nord (Mpi <sup>3</sup> efj) <sup>(1)(2)</sup>	370 – 410	411	<b>370 – 410</b>
Ventes du secteur Sables pétrolifères <sup>(3)</sup>			
Peu sulfureux	47 %	37 %	<b>41 %</b>
Sulfureux	53 %	63 %	<b>59 %</b>
Prix obtenus pour les ventes prévues de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères (WTI à Cushing moins) <sup>(3)</sup>	7,00 \$ CA à 8,00 \$ CA le baril	10,15 \$ CA le baril	<b>5,50 \$ CA à 6,50 \$ CA le baril</b>

(1) Les volumes de production réels pourraient varier selon le moment où seront réalisées les cessions d'actifs prévues.

(2) Les volumes sont en millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour (Mpi<sup>3</sup>efj).

(3) Compte non tenu de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude.

Les principaux changements apportés aux prévisions de la Société présentées ci-dessus comprennent ce qui suit :

- Une diminution de 30 000 bep/j de la production du secteur International et de la production totale de Suncor. Cette diminution est principalement attribuable à l'arrêt de la production en Libye.
- Une diminution de la proportion peu sulfureux/sulfureux dans la composition des ventes, la faisant passer de 47/53 à 41/59, ce qui s'explique essentiellement par les interruptions imprévues au premier trimestre de 2011 aux unités d'hydrogène et d'hydrotraitement du secteur Sables pétrolifères, ces interruptions ayant eu une incidence négative sur la production de pétrole brut peu sulfureux de plus grande valeur.
- Une augmentation des prix des ventes prévues de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères, les faisant passer de WTI à Cushing moins 7,00 \$ CA – 8,00 \$ CA le baril à WTI à Cushing moins 5,50 \$ CA – 6,50 \$ CA le baril. Cette augmentation s'explique par la hausse des prix sur le marché du pétrole brut synthétique peu sulfureux et sulfureux et par l'augmentation des marges de raffinage pour la production de diesel, ces facteurs étant en partie compensés par un accroissement des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et par la révision à la baisse des prévisions concernant la composition des ventes peu sulfureux/sulfureux de Suncor.

Pour plus de renseignements sur les prévisions de Suncor pour 2011, prière de visiter le site Web de la Société, au [www.suncor.com/guidance](http://www.suncor.com/guidance).

**Résultat opérationnel**<sup>(1)(2)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Résultat net, montant déjà établi</b>	<b>1 028</b>	779
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(162)</b>	(230)
Perte (profit) sur cessions importantes <sup>(3)</sup>	<b>170</b>	(204)
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt sur le résultat différé <sup>(4)</sup>	<b>442</b>	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés <sup>(5)</sup>	—	(8)
Modification des pourcentages de participation dans Terra Nova <sup>(6)</sup>	—	8
Modification de la méthode d'évaluation du bitume <sup>(7)</sup>	—	9
Frais de fusion et d'intégration	—	16
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 478</b>	370

- (1) Le résultat opérationnel n'est pas une mesure définie par les 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 non définies par les PCGR » du rapport de gestion.
- (2) La Société a retraité le résultat opérationnel de l'exercice précédent pour tenir compte du basculement aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») et de l'annulation de certains ajustements apportés au résultat opérationnel de l'exercice précédent. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du rapport de gestion.
- (3) Les cessions réalisées au cours du premier trimestre de 2011 comprennent la cession d'une partie de la participation de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills, ainsi que la vente d'actifs non essentiels situés dans le secteur de la mer du Nord se trouvant au large du Royaume-Uni (R.-U.). Les cessions réalisées au cours du premier trimestre de 2010 comprenaient la vente de la quasi-totalité des actifs de gaz naturel de la Société situés dans les Rocheuses américaines et la vente de certains actifs de gaz naturel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique (connus sous le nom de Bluberry et de Jedney).
- (4) Représente l'incidence des ajustements apportés à l'impôt différé de la Société par suite d'une hausse du taux d'imposition du R.-U. s'appliquant aux profits réalisés sur la production de pétrole et de gaz provenant de la mer du Nord.
- (5) La Société ajuste le résultat net pour tenir compte de la variation de la juste valeur des dérivés importants utilisés aux fins de la gestion des risques liés au pétrole brut. La Société détient également des dérivés moins importants aux fins de la gestion des risques, dont l'ajustement du résultat net ne tient pas compte. Au premier trimestre de 2011, la Société ne détenait aucun dérivé important utilisé aux fins de la gestion des risques liés au pétrole brut.
- (6) Cet ajustement découle du règlement conclu au quatrième trimestre de 2010 à l'égard de la modification des pourcentages de participation dans le champ pétrolifère Terra Nova. Le résultat opérationnel de 2010 a été retraité pour rendre compte de la portion respective du montant de règlement attribuable à chacun des trimestres indiqués.
- (7) Ce montant reflète l'incidence du recouvrement de redevances qui a eu lieu 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 de 2010 a été retraité pour rendre compte de la portion respective du montant recouré attribuable à chacun des trimestres indiqués.

**Mises en garde**

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, notamment le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi 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 avec les 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 des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en millions de pieds cubes équivalent gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>e), en supposant que un baril équivalait à six mille pieds cubes (kpi<sup>3</sup>). De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole (bep) ou en milliers de bep (kbep) selon le même ratio. Les mesures exprimées en Mpi<sup>3</sup>e, en bep ou en kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de LGN pour six kpi<sup>3</sup> de gaz naturel repose sur une méthode de

conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de la valeur à la tête du puits.

À moins d'indication contraire, toute l'information financière, y compris les chiffres comparatifs de Suncor pour l'exercice 2010, a été établie conformément aux PCGR canadiens, au moyen de méthodes comptables conformes au cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») prescrites par la Partie I du *Manuel de l'ICCA* publié par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Pour les périodes précédentes, la Société établissait ses états financiers consolidés et ses états financiers consolidés intermédiaires conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada qui étaient en vigueur avant le 1<sup>er</sup> janvier 2011 (le « référentiel comptable antérieur »). Les chiffres comparatifs de l'exercice 2010 de Suncor ont été retraités afin qu'ils soient conformes aux IFRS. Un rapprochement des chiffres comparatifs établis selon le référentiel comptable antérieur avec ceux établis selon les IFRS est présenté dans les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2011.

La mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation ainsi que les prévisions présentées ci-dessus renferment de l'information de nature prospective qui fait intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés dans la rubrique « Facteurs de risque » figurant ci-dessous. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion pour connaître les risques et hypothèses importants sous-jacents aux renseignements prospectifs.

## Facteurs de risque

Les hypothèses posées pour établir les perspectives pour l'exercice 2011 du secteur Sables pétrolifères comprennent des projets visant à améliorer la fiabilité et à accroître l'efficacité des activités, qui devraient nous permettre de réduire au minimum les travaux de maintenance non planifiés en 2011. Les hypothèses posées pour établir les perspectives pour l'exercice 2011 des secteurs Côte Est du Canada, International et Activités terrestres en Amérique du Nord comprennent le rendement du gisement, les résultats des forages, la fiabilité des installations, les changements de quotas de production et l'exécution des travaux de maintenance planifiés.

Les facteurs susceptibles d'influer sur les perspectives opérationnelles de Suncor pour 2011 comprennent les suivants, sans en exclure d'autres :

- L'approvisionnement en bitume. La teneur commerciale du minerai, les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs *in situ* pourraient avoir une incidence sur l'atteinte des niveaux de production cibles pour 2011.
- Le rendement des installations récemment mises en service. La cadence de production des nouvelles installations le temps que soit rodé le nouveau matériel est non seulement difficile à prévoir, mais elle est également susceptible d'être ralentie advenant la nécessité d'effectuer des travaux de maintenance non planifiés.
- Les travaux de maintenance non planifiés. La production estimative pourrait ne pas être atteinte si des travaux de maintenance non planifiés devaient être exécutés à l'égard de l'une ou l'autre de nos usines d'extraction, de valorisation ou de raffinage, ou encore à l'égard de la canalisation de transport ou de nos actifs extracôtiers.
- Les travaux de maintenance planifiés. La production estimative pourrait ne pas être atteinte si les travaux de maintenance planifiés n'étaient pas exécutés convenablement et efficacement.
- Les cessions prévues. Notre incapacité à réaliser les cessions prévues pourrait nuire à la gestion de notre dette et à nos plans de dépenses en immobilisations.
- Les prix des marchandises. Une baisse significative du prix du gaz naturel pourrait nous contraindre à fermer certains de nos puits de gaz naturel.
- Les activités menées à l'étranger. Les activités que Suncor exerce à l'étranger, par exemple en Libye et en Syrie, ainsi que les actifs utilisés pour les besoins de ces activités sont exposés à plusieurs risques d'ordre politique, économique et socio-économique, notamment l'agitation civile et la violence politique.

## RAPPORT DE GESTION

Le 2 mai 2011

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités au 31 mars 2011 ainsi qu'aux états financiers consolidés audités et au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Les documents additionnels déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 3 mars 2011 (la notice annuelle de 2010), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, [www.suncor.com](http://www.suncor.com).

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc., à ses filiales, à ses sociétés de personnes 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, y compris les chiffres comparatifs ayant trait aux résultats de 2010 de Suncor, a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (« 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.

Il s'agit du premier rapport de gestion de Suncor qui présente des chiffres établis selon les méthodes comptables prévues par le cadre conceptuel des normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Antérieurement, la Société établissait ses états financiers consolidés et ses états financiers consolidés intermédiaires 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 rapport de gestion relativement aux résultats de 2010 de Suncor ont été retraités pour les rendre conformes aux IFRS. Un rapprochement des chiffres comparatifs établis selon le référentiel comptable antérieur avec les IFRS est fourni dans les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités au 31 mars 2011. Les chiffres comparatifs qui figurent dans le présent rapport de gestion relativement aux résultats de 2009 de Suncor ont été établis selon le référentiel comptable antérieur, et ni l'IFRS 1, « Première application des normes internationales d'information financière », 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 (\$ CA), sauf indication contraire. Certains montants des exercices antérieurs ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

### Fusion avec Petro-Canada

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro Canada, appelée la « fusion » dans le présent rapport de gestion. Les montants qui figurent dans le présent rapport de gestion pour 2009 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1<sup>er</sup> août 2009 pris collectivement avec les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1<sup>er</sup> janvier au 31 juillet 2009.

### Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi (RCI) et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du résultat opérationnel, défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec le résultat net établi selon les PCGR sont

présentés aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères sont décrites et font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le RCI font l'objet de rapprochements plus loin à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR ».

Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elles sont fournies car ce sont des informations utilisées par la direction pour analyser le rendement d'exploitation, le niveau d'endettement et la liquidité. Les mesures financières hors PCGR ne doivent donc pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR.

### **Autres mises en garde**

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

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en millions de pieds cubes équivalent (Mpi<sup>3</sup>e) de gaz naturel, en supposant que six mille pieds cubes (kpi<sup>3</sup>) équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) ou en milliers de bep (kbep) selon le même ratio. Les unités de mesure Mpi<sup>3</sup>e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi<sup>3</sup> de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits.

### **APERÇU DE SUNCOR**

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

#### **Sables pétrolifères**

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, situé dans le Nord-Est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et *in situ* puis à valoriser la majeure partie du bitume ainsi produit en le transformant en charges d'alimentation de raffineries, en combustible diesel et en sous-produits. Le plan de commercialisation de la Société prévoit la vente de bitume lorsque la conjoncture du marché s'y prête ou que les conditions opérationnelles le justifient. Le secteur Sables pétrolifères comprend des participations dans la coentreprise d'exploitation et de valorisation de sables pétrolifères et dans d'autres projets de croissance importants de Syncrude, notamment les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et l'usine de valorisation Voyageur.



## Exploration et production

Le secteur Exploration et production de Suncor comprend les activités extracôtières d'exploration et de production liées au pétrole menées au Canada et dans la Mer du Nord et les activités côtières menées en Amérique du Nord, en Libye et en Syrie.

En janvier 2011, Suncor a annoncé la création du secteur Exploration et production, issu du regroupement des secteurs International et extracôtier et Gaz naturel. Cette réorganisation permettra à Suncor de mettre en commun les meilleures pratiques à l'échelle de ses actifs pétroliers et gaziers conventionnels, dans une optique d'optimisation des rendements et de gestion des risques et de la croissance.

En ce qui concerne le secteur Amérique du Nord (sur terre) (auparavant, secteur Gaz naturel), Suncor détient des participations dans plusieurs actifs situés dans l'Ouest canadien qui produisent principalement du gaz naturel.

Au large de la Côte Est du Canada, Suncor est l'exploitant de Terra Nova, dans lequel sa participation directe s'élève à 37,675 %. Suncor détient également une participation de 20 % dans Hibernia, une participation de 19,5 % dans le projet d'extension sud d'Hibernia, une participation de 27,5 % dans White Rose, une participation de 26,125 % dans les projets d'extension à White Rose et une participation de 22,7 % dans Hebron, lesquels sont tous exploités par d'autres sociétés.

Dans la Mer du Nord, Suncor détient une participation directe de 29,9 % dans Buzzard et une participation de 26,69 % dans la mise en valeur du secteur Golden Eagle, lesquels sont tous deux exploités par une autre société, et des participations dans plusieurs licences extracôtières en Norvège et au Royaume-Uni.

En Syrie, Suncor mène des activités, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), dans le cadre du projet gazier Ebla en vue de mettre en valeur les secteurs Ash Shaer et Cherrife. En Libye, en vertu de contrats d'exploration et de partage de production (« CEPP », une forme de CPP), elle mène un projet conjoint de mise en valeur de champs pétrolifères dans le bassin Sirte. Étant donné l'actualité récente en Libye, la Société a suspendu ses activités dans ce pays indéfiniment.

## Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a pour activité le raffinage du pétrole brut, qu'elle transforme en divers produits pétroliers et pétrochimiques dans des raffineries situées à Edmonton en Alberta, à Montréal au Québec, et à Sarnia en Ontario, Canada, ainsi qu'à Commerce City au Colorado, États-Unis.

Les produits raffinés sont vendus à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société au Canada et au Colorado, exploitées sous sa marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau national de relais routiers commerciaux au Canada et d'un circuit de vente de produits en vrac.

De plus, le secteur Raffinage et commercialisation détient et exploite une usine de lubrifiants située à Mississauga, en Ontario, laquelle fabrique, mélange et commercialise des produits de haute qualité vendus à l'échelle mondiale.

Ses actifs comprennent également des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.

Le secteur **Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations** inclut l'investissement de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les résultats liés aux activités de négociation de l'énergie et à l'approvisionnement en énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier. Les participations de la Société dans des projets d'énergie renouvelable comprennent quatre projets d'énergie éolienne et deux projets supplémentaires en construction, ainsi que l'usine d'éthanol de St. Clair en Ontario. Les activités de négociation de l'énergie consistent principalement en des activités de commercialisation et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel, les produits pétroliers raffinés et les sous-produits, et en l'utilisation de dérivés financiers afin d'optimiser les stratégies liées à la négociation.

## FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

- **Résultats financiers solides.** Les résultats du premier trimestre témoignent d'un contexte commercial très vigoureux pour le pétrole brut et les produits raffinés, qui s'est traduit par des hausses importantes des prix de référence, ainsi que de la production accrue du secteur Sables pétrolifères.

Le résultat net consolidé du premier trimestre de 2011 s'est établi à 1,028 G\$, contre un résultat net de 779 M\$ au premier trimestre de 2010. Le résultat opérationnel<sup>(1)</sup> du premier trimestre de 2011 s'est chiffré à 1,478 G\$, contre 370 M\$ au premier trimestre de 2010. Le RCI<sup>(1)</sup> (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 12,5 % pour le premier trimestre de 2011, par rapport à 4,8 % pour le premier trimestre de 2010.

- **Les flux de trésorerie doublent et la dette s'amenuise.** Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>(1)</sup> se sont chiffrés à 2,393 G\$ au premier trimestre de 2011, comparativement à 1,124 G\$ au premier trimestre de 2010. La dette nette a diminué de 3,8 G\$ pour s'établir à 7,4 G\$ au 31 mars 2011, recul qui s'explique en grande partie par la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le produit tiré des cessions d'actifs.

- **La priorité permanente de l'intégrité opérationnelle est cruciale.** Au premier trimestre de 2011, le secteur Sables pétrolifères a maintenu la forte performance qu'il avait enregistrée au deuxième semestre de 2010, avec un volume de production moyen de 322 100 barils par jour (b/j), à l'exclusion de Syncrude. Le taux d'utilisation des raffineries est demeuré élevé – 97 % en moyenne pour le trimestre – ce qui, avec des marges de craquage supérieures à la moyenne dans le secteur, a permis au secteur Raffinage et commercialisation de multiplier par plus que quatre son résultat net et de presque tripler ses flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Cependant, Suncor a éprouvé des problèmes liés à l'hydrogène et aux unités d'hydrotraitement dans ses installations du secteur Sables pétrolifères au cours du trimestre qui ont entraîné une baisse de la production de brut léger à valeur plus élevée, ce qui a eu un effet défavorable sur les prix de vente moyens réalisés par Suncor au cours du trimestre.

- **Avantages de l'intégration dans un contexte commercial volatil.** Les résultats impressionnants du secteur Raffinage et commercialisation, qui comprend les raffineries de Suncor capables de traiter les charges d'alimentation des sables pétrolifères, font ressortir l'avantage stratégique des actifs intégrés de la Société. Suncor a été en mesure de tirer parti des marges créées par la forte demande de produits raffinés, neutralisant l'incidence négative pour le secteur Sables pétrolifères de la baisse des prix des charges d'alimentation de pétrole brut lourd attribuable à l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd.
- **Première injection de vapeur à la phase 3 de Firebag.** En avril 2011, la Société a commencé à injecter de la vapeur dans une plateforme d'exploitation dans le cadre de l'agrandissement de la phase 3 de Firebag. La Société prévoit que la production de pétrole commencera au début de juillet 2011 et que la période de mise en service jusqu'à l'atteinte des taux de production voulus durera environ 24 mois par la suite. Les prévisions antérieures de la Société situaient plutôt le début de la production à la fin du deuxième trimestre.
- **Alliance stratégique avec Total E&P Canada Ltd.** Après avoir obtenu les approbations requises des autorités de réglementation le 22 mars 2011, Suncor et Total E&P Canada Ltd. (Total) ont exécuté leurs ententes de coentreprise annoncées antérieurement. En échange d'un produit net de 1,820 G\$ (après ajustements de clôture) et d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn, Suncor a vendu à Total une participation de 49 % dans l'usine de valorisation Voyageur et une participation de 19,2 % dans le projet Fort Hills. Suncor prévoit faire entrer ces actifs en service d'ici cinq à sept ans et mettre à profit les occasions de mise en commun des ressources et des connaissances dans le cadre de la mise en valeur de ces projets. La mise en valeur de l'usine de valorisation Voyageur et des projets Fort Hills et Joslyn est conditionnelle à l'obtention de certaines approbations réglementaires ainsi qu'à l'approbation de tous les partenaires de coentreprise et du conseil d'administration de Suncor.

- **Agitation civile en Libye.** L'agitation civile en Libye au milieu de février s'est transformée en violence politique. Suncor a d'abord réagi en interrompant les activités d'exploration et en évacuant tout le personnel expatrié de la Société. La production a cessé au début de mars.
  - **Hausse du taux d'imposition au Royaume-Uni.** En mars 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a porté la surcharge relative aux profits pétroliers et gaziers dans la Mer du Nord de 20 % à 32 %, ce qui a fait passer le taux d'imposition global prévu par la loi de 50 % à 62 %. La Société a ajusté ses soldes d'impôts différés pour tenir compte de la hausse du taux d'imposition, ce qui a donné lieu à un ajustement négatif non récurrent du résultat net de 442 M\$ au premier trimestre de 2011.
  - **Cession d'actifs non essentiels au Royaume-Uni.** Le 31 mars 2011, Suncor a conclu la vente de ses actifs britanniques extracôtiers non essentiels pour un produit net de 105 millions £ (164 M\$), sous réserve d'ajustements de clôture.
  - **Agrandissement de l'usine d'éthanol.** En janvier 2011, Suncor a achevé l'agrandissement de son usine d'éthanol en Ontario, dont la production a doublé pour atteindre 400 millions de litres par année, confirmant que cette usine est effectivement la plus importante installation de production de biocarburants du Canada.
- (1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le RCI sont des mesures hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de l'exercice précédent 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 rapport de gestion.

## INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

### Résultat net

Le résultat net de Suncor pour le premier trimestre de 2011 s'est établi à 1,028 G\$, contre 779 M\$ au premier trimestre de 2010, en raison surtout des variations du résultat opérationnel décrites ci-dessous.

Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a annoncé une hausse du taux d'imposition des profits pétroliers et gaziers dans la Mer du Nord qui a fait passer le taux d'imposition prévu par la loi applicable au résultat de Suncor au Royaume-Uni de 50 % à 59,3 % en 2011 et à 62 % par la suite. La Société a réévalué ses soldes d'impôts différés, ce qui a donné lieu à une augmentation non récurrente de la charge d'impôts différés de 442 M\$.

Au premier trimestre de 2011, la vente par la Société de participations partielles dans le projet Fort Hills et dans l'usine de valorisation Voyageur a donné lieu à une perte après impôts de 89 M\$ (compte tenu d'une réduction de 267 M\$ du goodwill), et la vente d'actifs britanniques non essentiels a donné lieu à une perte après impôts de 81 M\$. Au premier trimestre de 2010, la Société avait vendu des actifs de gaz naturel non essentiels dans les Rocheuses américaines et dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et réalisé un profit après impôts à la cession de 204 M\$.

Le profit de change non réalisé après impôts sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US s'est élevé à 162 M\$ au premier trimestre de 2011, contre 230 M\$ au premier trimestre de 2010.

### Résultat net par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Sables pétrolifères	605	89
Exploration et production	(186)	528
Raffinage et commercialisation	627	147
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(18)	15
Total	1 028	779

**Résultat opérationnel****Rapprochement du résultat opérationnel consolidé** <sup>(1)(2)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Résultat net présenté</b>	<b>1 028</b>	779
Profit de change non réalisé sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US	<b>(162)</b>	(230)
Perte/(profit) sur cessions importantes <sup>(3)</sup>	<b>170</b>	(204)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur les impôts différés <sup>(4)</sup>	<b>442</b>	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés <sup>(5)</sup>	—	(8)
Nouvelle détermination des participations directes dans Terra Nova <sup>(6)</sup>	—	8
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume <sup>(7)</sup>	—	9
Frais de fusion et d'intégration	—	16
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 478</b>	370

- (1) Le résultat opérationnel est une mesure hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas indicatifs du rendement opérationnel et qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité du rendement financier sous-jacent d'une période à l'autre. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- (2) La Société a retraité son résultat opérationnel de l'exercice précédent 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 rapport de gestion.
- (3) Les cessions effectuées au premier trimestre de 2011 comprennent la cession partielle des participations de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills ainsi que la vente d'actifs non essentiels dans la partie britannique de la Mer du Nord. Au premier trimestre de 2010, les cessions comprenaient pratiquement tous les actifs de gaz naturel de la Société dans les Rocheuses américaines et certains actifs de gaz naturel dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique (Blueberry et Jedney).
- (4) Ajustements apportés aux impôts différés de la Société par suite de la hausse du taux d'imposition britannique des profits pétroliers et gaziers dans la Mer du Nord.
- (5) La Société ajuste le résultat net pour tenir compte des variations de la juste valeur des dérivés importants sur le pétrole brut utilisés aux fins de la gestion des risques. La Société détient aussi des dérivés moins importants aux fins de la gestion des risques pour lesquels elle n'ajuste pas le résultat net. Au premier trimestre de 2011, la Société ne détenait aucun dérivé important sur le pétrole brut aux fins de la gestion des risques.
- (6) Ajustement découlant du règlement intervenu au quatrième trimestre de 2010 relativement à la nouvelle détermination des participations directes dans le champ de pétrole Terra Nova. Le résultat opérationnel de 2010 a été retraité pour refléter la partie du règlement attribuable au trimestre visé.
- (7) Les ajustements reflètent l'incidence d'un recouvrement de redevances 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 comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et le 31 décembre 2010. Le résultat opérationnel de 2010 a été retraité pour tenir compte de la partie du recouvrement attribuable au trimestre visé.

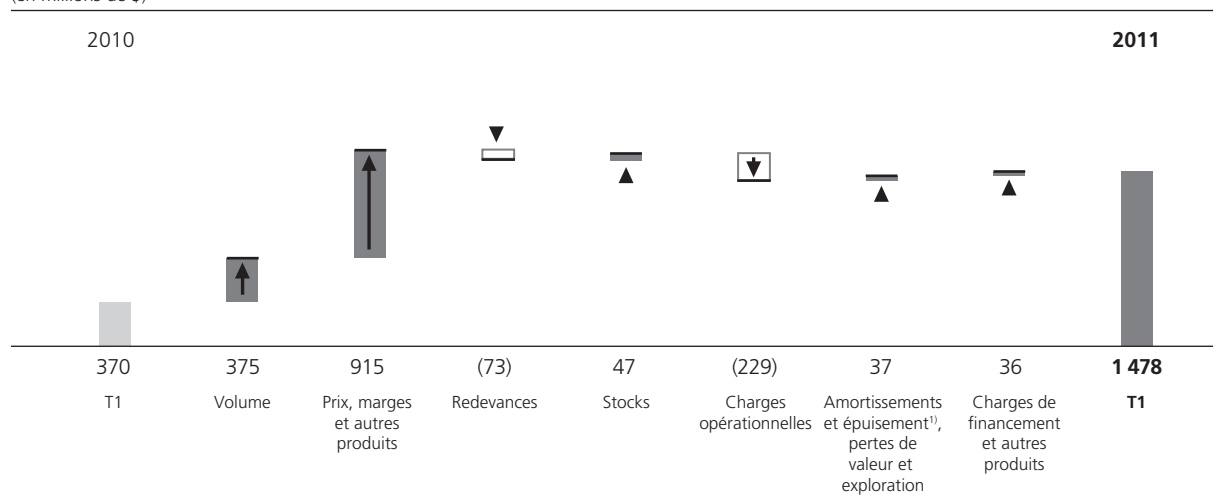
**Résultat opérationnel par secteur** <sup>(1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Sables pétrolifères	<b>694</b>	90
Exploration et production	<b>337</b>	332
Raffinage et commercialisation	<b>627</b>	147
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	<b>(180)</b>	(199)
<b>Total</b>	<b>1 478</b>	370

- (1) Mesure hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de l'exercice précédent 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 rapport de gestion.

**Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé**

(en millions de \$)



(1) Dotation aux amortissements et à l'épouséement et pertes de valeur.

**Volumes de production en amont**

en kbep par jour (kbep/j)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Sables pétrolifères	<b>360,6</b>	234,6
Exploration et production	<b>240,7</b>	330,0
<b>Total</b>	<b>601,3</b>	564,6

**Volumes de production en aval**

en milliers de mètres cubes par jour (m³/j)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Est de l'Amérique du Nord	<b>44,6</b>	41,6
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>40,3</b>	40,6
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>84,9</b>	82,2

Le résultat opérationnel de Suncor s'est établi à 1,478 G\$ pour le premier trimestre de 2011, contre 370 M\$ pour le premier trimestre de 2010. Les facteurs positifs qui ont influé sur le résultat opérationnel du premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010 ont notamment été les suivants :

- Les prix réalisés pour le pétrole brut ont été considérablement plus élevés au premier trimestre de 2011 et se sont traduits par des hausses importantes des prix de référence du West Texas Intermediate (WTI) et du Brent.
- Les marges de raffinage ont également été plus élevées au premier trimestre de 2011 et se sont traduites par des augmentations notables des marges de craquage 3-2-1 de référence. Le résultat reflète aussi l'effet favorable du contexte de prix à la hausse, les stocks produits quand les charges d'alimentation étaient plus faibles ayant été vendus au cours de la période écoulée à des prix supérieurs qui rendent compte de la conjoncture actuelle du marché.

- La production en amont du premier trimestre de 2011 s'est élevée en moyenne à 601 300 bep par jour (bep/j), en hausse par rapport à 564 600 bep/j à la même période en 2010. L'augmentation du volume de production est attribuable au secteur Sables pétrolifères et s'explique principalement par des améliorations opérationnelles dans l'extraction primaire et par l'incidence négative des incendies dans des usines de valorisation sur la production de l'exercice précédent. Cette progression a été partiellement annulée par des baisses dans le secteur Exploration et production liées à des cessions d'actifs conclues par Suncor en 2010.

Ces facteurs positifs ont été atténués par les facteurs suivants :

- Les redevances ont augmenté au premier trimestre de 2011, du fait principalement des volumes de production accrus du secteur Sables pétrolifères et des prix de vente plus élevés dans l'ensemble, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par la baisse des volumes de production du secteur Exploration et production.
- Les charges opérationnelles ont augmenté au premier trimestre de 2011, en raison surtout de la hausse de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions principalement attribuable à l'augmentation du cours de l'action ordinaire de la Société.

### **Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et dette nette**

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du premier trimestre de 2011 se sont chiffrés à 2,393 G\$, comparativement à 1,124 G\$ au premier trimestre de 2010, en raison surtout de la hausse des prix de vente et de la production accrue du secteur Sables pétrolifères. Par suite de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et de la réception du produit lié au transfert à Total de participations dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills, la dette nette de la Société a été ramenée à 7,4 G\$ au premier trimestre de 2011.

### **Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par secteur<sup>(1)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Sables pétrolifères	<b>1 137</b>	265
Exploration et production	<b>583</b>	848
Raffinage et commercialisation	<b>929</b>	328
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	<b>(256)</b>	(317)
<b>Total</b>	<b>2 393</b>	1 124

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

**Données financières trimestrielles<sup>(1)</sup>**

Trimestres clos le (en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>31 mars 2011</b>	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009
<b>Production totale</b> (kbep/j)	<b>601,3</b>	625,6	635,5	633,9	564,6	638,2	531,8	336,1
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	<b>9 256</b>	8 981	7 718	8 174	7 130	6 950	5 397	2 647
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie et intérêts et autres produits <sup>(2)</sup>	<b>589</b>	958	1 119	843	279	686	3 046	2 121
	<b>9 845</b>	9 939	8 837	9 017	7 409	7 636	8 443	4 768
<b>Résultat net</b>	<b>1 028</b>	1 286	1 224	540	779	457	929	(51)
<b>Résultat net par action ordinaire</b> (en dollars)								
De base	<b>0,65</b>	0,82	0,78	0,35	0,50	0,29	0,69	(0,06)
Dilué	<b>0,65</b>	0,82	0,78	0,34	0,46	0,29	0,68	(0,06)
<b>Résultat opérationnel</b> <sup>(3)(4)</sup>	<b>1 478</b>	808	785	839	370	342	362	56
<b>Résultat opérationnel par action ordinaire</b> <sup>(3)(4)</sup> (en dollars)	<b>0,94</b>	0,52	0,50	0,54	0,24	0,22	0,29	0,06
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b> <sup>(4)</sup>	<b>2 393</b>	2 129	1 629	1 770	1 124	1 129	574	295
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par action ordinaire</b> <sup>(4)</sup> (en dollars)	<b>1,52</b>	1,36	1,04	1,13	0,72	0,72	0,46	0,31
<b>RCI</b> <sup>(4)(5)</sup> (en pourcentage, sur douze mois)	<b>12,5</b>	11,4	9,3	7,9	4,8	2,6	3,7	7,3
<b>Information sur les actions ordinaires</b> (Cours à la clôture des négociations)								
Bourse de Toronto (\$ CA)	<b>43,48</b>	38,28	33,50	31,33	33,03	37,21	37,40	35,37
Bourse de New York (\$ US)	<b>44,84</b>	38,29	32,55	29,44	32,54	35,31	34,56	30,34

- (1) Les données trimestrielles des périodes closes en 2009 sont présentées selon le référentiel comptable antérieur (PCGR). Le calcul des chiffres sur douze mois s'appuie sur les données relatives au résultat établies selon les IFRS pour la partie de la période de douze mois se rapportant à 2010 et selon le référentiel comptable antérieur pour la partie de la période de douze mois se rapportant à 2009. Les données de 2010 comprennent des montants classés dans les activités abandonnées selon le référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- (2) Par suite de la fusion, le 1<sup>er</sup> octobre 2009, la Société a commencé à présenter certains montants nets au titre des activités de négociation de l'énergie et d'approvisionnement en énergie relativement aux contrats sur marchandises excédentaires par rapport aux besoins prévus de la Société en matière d'achat, de vente ou d'utilisation.
- (3) 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 l'exercice précédent. Le résultat opérationnel des périodes closes en 2009 n'a pas été retraité pour tenir compte de ces éléments. Se reporter aux rubriques « Mode de présentation » et « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- (4) Mesure hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- (5) Exclut les coûts capitalisés relatifs aux projets d'envergure en cours.

Les tendances au niveau du résultat et des flux de trésorerie opérationnels trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production ainsi que par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change, facteurs qui sont analysés à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion.

Les résultats de Suncor pour les deux derniers exercices rendent compte des conséquences de plusieurs événements importants :

- Au premier trimestre de 2010, deux incendies dans les usines de valorisation ont réduit la production du secteur Sables pétrolifères et nuï aux résultats.

- Dans le cadre de son réaligement stratégique par suite de la fusion avec Petro-Canada, Suncor s'est départie d'un certain nombre d'actifs non essentiels du secteur Exploration et production en 2010. Les profits ou pertes à la cession connexes ont eu des effets non récurrents sur le résultat net des trimestres au cours desquels ils ont été enregistrés.
- Les changements importants survenus au deuxième semestre de 2009 reflètent essentiellement la fusion, qui a été conclue le 1<sup>er</sup> août 2009.
- Le deuxième trimestre de 2009 reflète l'incidence négative du ralentissement économique, notamment des pertes évaluées à la valeur de marché sur les dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques et les coûts liés au report de certains projets de croissance.

Le résultat net des deux derniers exercices a également varié par suite d'autres ajustements non récurrents, notamment :

- Le quatrième trimestre de 2010 tenait compte d'un profit avant impôts de 295 M\$ au titre de la nouvelle détermination des participations directes dans le champ de pétrole Terra Nova et d'un recouvrement de redevances avant impôts de 140 M\$ ayant trait à la modification du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume.
- Le deuxième trimestre de 2010 tenait compte d'ajustements de l'amortissement avant impôts totalisant 233 M\$ à l'égard d'actifs du secteur Sables pétrolifères qui servaient à l'élaboration d'un processus d'extraction de rechange et de biens de gaz naturel que la Société a laissé tomber.
- Le quatrième trimestre de 2009 tenait compte d'un ajustement positif non récurrent du taux d'imposition de 148 M\$ découlant de la réduction du taux provincial en Ontario.
- Le troisième trimestre de 2009 tenait compte d'un profit avant impôts de 438 M\$ lié au règlement effectif d'un contrat de traitement préexistant avec Petro-Canada par suite de la fusion.

## 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 le (moyenne pour la période)		<b>31 mars 2011</b>	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	<b>94,10</b>	85,20	76,20	78,05	78,70	76,20	68,30	59,60
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	<b>104,95</b>	86,50	76,85	78,30	76,25	74,55	68,25	58,80
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	<b>15,65</b>	10,85	9,35	10,45	6,50	5,25	5,10	3,75
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA /baril	<b>88,40</b>	80,70	74,80	76,30	80,45	77,00	70,60	65,30
Écart léger/brut WTI à Cushing moins Western Canadian Select (WCS) à Hardisty	\$ US/baril	<b>23,15</b>	18,10	15,65	14,05	8,95	12,10	10,10	7,50
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>3,60</b>	3,60	3,50	3,85	5,35	4,25	3,00	3,65
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>19,40</b>	12,20	9,60	12,50	7,95	5,55	9,90	10,20
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>16,45</b>	9,20	10,15	11,05	5,65	4,15	7,65	10,15
Seattle, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>21,40</b>	13,50	16,60	15,50	8,55	5,95	12,80	13,35
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>18,50</b>	7,80	7,45	9,65	6,75	4,50	6,75	8,40
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>1,01</b>	0,99	0,96	0,97	0,96	0,94	0,91	0,85

(1) Les marges de craquage 3-2-1 sont calculées en prenant deux fois le prix au comptant de l'essence à un endroit donné plus un, multiplié par le prix au comptant du diesel au même endroit, montant duquel on soustrait trois fois le prix contractuel du mois prochain pour le pétrole léger non sulfuré du NYMEX livré à Cushing, puis en divisant le montant ainsi obtenu par trois.



Le prix réalisé par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé en premier lieu par les variations du cours du WTI à Cushing. Le prix moyen du WTI a augmenté au premier trimestre de 2011 pour atteindre 94,10 \$ US le baril, comparativement à 85,20 \$ US le baril au quatrième trimestre de 2010 et à 78,70 \$ US le baril au premier trimestre de 2010.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière en Alberta, pour lequel le prix réalisé est influencé par les variations du cours du WTI et du brut canadien au pair à Edmonton, mais peut aussi varier en fonction d'autres conditions découlant des ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks.

Le prix réalisé par Suncor pour le pétrole brut lourd est influencé par les autres options de ses clients. Le prix du WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé pour le brut lourd canadien. Au premier trimestre de 2011, l'écart de prix léger/lourd moyen entre le WTI et le WCS s'est élargi considérablement pour s'établir à 23,15 \$ US le baril, en hausse par rapport à 18,10 \$ US le baril au quatrième trimestre de 2010 et à 8,95 \$ US le baril au premier trimestre de 2010.

Le prix réalisé par Suncor pour le pétrole brut produit au large de la Côte Est du Canada, dans la Mer du Nord, en Libye et en Syrie est influencé principalement par le cours du Brent, lequel a enregistré des hausses importantes au premier trimestre de 2011, se chiffrant en moyenne à 104,95 \$ US le baril, et a aussi fait l'objet d'une prime notable par rapport au WTI. Cette prime s'est élevée en moyenne à 10,85 \$ US le baril au premier trimestre de 2011, contre 1,30 \$ US le baril au quatrième trimestre de 2010 et 2,45 \$ US le baril au premier trimestre de 2010.

Le prix réalisé par Suncor pour la production provenant de la Côte de l'Amérique du Nord est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le prix de référence AECO s'est établi en moyenne à 3,60 \$ le kpi<sup>3</sup> au premier trimestre de 2011, un prix qui s'inscrit dans la continuité du quatrième trimestre de 2010 mais qui est inférieur au prix de référence moyen de 5,35 \$ le kpi<sup>3</sup> au premier trimestre de 2010.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge de raffinage brute sur un baril de pétrole destiné à l'essence et à la distillation, et par les écarts de prix léger/lourd qui indiquent à quel moment les raffineries plus perfectionnées peuvent dégager des marges supérieures en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Ces points de référence ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier, puisque les coûts réels d'achat de brut, la configuration de la raffinerie et les marchés de vente des produits raffinés sont des facteurs propres à chaque raffinerie. Les marges de craquage ont connu une montée importante au premier trimestre de 2011, les prix des produits raffinés ayant augmenté plus rapidement que ceux des charges d'alimentation de pétrole brut, en partie parce que le WTI a commencé à se négocier à rabais au cours du trimestre. Les écarts de prix léger/lourd, notamment l'écart Brent/Maya, se sont également élargis sensiblement au premier trimestre de 2011.

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

**RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE****Sables pétrolifères****Principales données financières**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Produits opérationnels (compte tenu des redevances)	<b>3 199</b>	1 795
Moins les redevances	<b>(123)</b>	(70)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	<b>3 076</b>	1 725
Résultat net	<b>605</b>	89
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	<b>694</b>	90
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>1 137</b>	265
Production totale (en milliers de b/j (kb/j))	<b>360,6</b>	234,6

(1) Mesures hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. La Société a retraité le résultat opérationnel de l'exercice précédent aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de l'exercice précédent. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est élevé à 605 M\$ pour le premier trimestre de 2011, contre 89 M\$ pour le premier trimestre de 2010. Le résultat net du premier trimestre de 2011 tient compte d'une perte après impôts de 89 M\$ liée à la vente à Total de participations partielles dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills.

Le résultat opérationnel du premier trimestre de 2011 s'est monté à 694 M\$, affichant une hausse considérable par rapport au résultat opérationnel de 90 M\$ enregistré au premier trimestre de 2010. Les volumes de production (à l'exclusion de Syncrude) ont été comparables aux niveaux record atteints au quatrième trimestre de 2010, reflétant des améliorations opérationnelles touchant les activités d'extraction, et sensiblement plus élevés que les volumes de production du premier trimestre de 2010, qui rendaient compte des incendies survenus l'exercice précédent dans des usines de valorisation. Cependant, le résultat du trimestre écoulé reflète l'effet défavorable des problèmes opérationnels liés à l'hydrogène et aux unités d'hydrotraitement dans des usines de valorisation de la Société qui ont conduit à une baisse de la production de pétrole léger non sulfuré à valeur plus élevée, au recul des prix de vente du brut lourd et à une hausse des charges opérationnelles, notamment des travaux de maintenance planifiés touchant les usines de valorisation qui font partie du programme de maintenance permanent de la Société.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du premier trimestre de 2011 se sont établis à 1,137 G\$, contre 265 M\$ au premier trimestre de 2010. L'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles découle essentiellement des mêmes facteurs qui ont influencé le résultat opérationnel.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Résultat net</b>	<b>605</b>	89
Perte liée à des cessions importantes	<b>89</b>	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	(8)
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume	—	9
<b>Résultat opérationnel<sup>(1)</sup></b>	<b>694</b>	90

(1) Mesure hors PCGR. La Société a retraité le résultat opérationnel de l'exercice précédent 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 rapport de gestion.

**Analyse de rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de \$)

**Volumes de production**

(en kb/j)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Production à l'exclusion de Syncrude	<b>322,1</b>	202,3
Production de Syncrude	<b>38,5</b>	32,3
Production totale	<b>360,6</b>	234,6

Les volumes de production à l'exclusion de Syncrude se sont accrus considérablement au premier trimestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010 pour s'approcher à moins de 4 kb/j du record établi au quatrième trimestre de 2010, en dépit des travaux de maintenance planifiés touchant les usines de valorisation qui faisaient partie du programme de maintenance permanent de la Société. En 2010, la production avait subi les contrecoups d'un incendie et des travaux de maintenance subséquents à l'usine de valorisation 2 en décembre 2009, ainsi que d'un second incendie, sans lien avec le premier, à l'usine de valorisation 1 en février 2010. La production de l'usine de valorisation 2 est revenue

à la normale au début de février 2010, tandis que les activités normales de l'usine de valorisation 1 ont repris le 1<sup>er</sup> avril 2010.

Les volumes de production *in situ* moyens ont été de 87,3 kb/j de bitume au premier trimestre de 2011, contre 87,5 kb/j de bitume au premier trimestre de 2010. Les volumes de production de Firebag et de MacKay River au premier trimestre de 2011 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2010.

La production de Syncrude au premier trimestre de 2011 a augmenté pour atteindre 38,5 kb/j, contre 32,3 kb/j au premier trimestre de 2010. La production plus faible en 2010 s'explique principalement par des travaux de maintenance planifiés.

### Prix et volumes de vente

	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Prix de vente moyen à l'exclusion de Syncrude <sup>(1)(2)</sup> (\$/baril)	<b>82,59</b>	70,21
Volumes de vente à l'exclusion de Syncrude (kb/j)	<b>326,2</b>	196,7
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	<b>37/63</b>	38/62
Prix de vente moyen – Syncrude <sup>(1)</sup> (\$/baril)	<b>93,33</b>	83,21
Volumes de vente – Syncrude (kb/j)	<b>38,5</b>	32,3

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

(2) Le prix de vente moyen à l'exclusion de Syncrude tient compte des profits et des pertes sur dérivés réalisés ayant trait aux activités de gestion des risques de la Société.

Les volumes de vente ont progressé au premier trimestre de 2011 comparativement au premier trimestre 2010, ce qui s'explique surtout par les répercussions sur la production de 2010 des incendies ayant touché les usines de valorisation. Même si elle est comparable à celle de la période correspondante de 2010, la composition des ventes de brut peu sulfureux/sulfureux au premier trimestre de 2011 a été plus faible que prévu en raison des pannes des unités d'hydrogène et d'hydrotraitement. Malgré ces pannes, la Société est encouragée par l'avancement de ses initiatives d'amélioration de la fiabilité et prévoit maintenir cette priorité opérationnelle, en mettant un accent particulier sur la valorisation des actifs.

Au premier trimestre de 2011, le prix de vente moyen du secteur Sables pétrolifères a bénéficié de la hausse des prix de référence du pétrole brut et de la production de diesel. Ces facteurs positifs ont été partiellement neutralisés par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

La variation de la composition des ventes de brut peu sulfureux/sulfureux et les écarts de prix entre le pétrole brut léger et lourd, qui se sont élargis considérablement au premier trimestre de 2011, ont eu une incidence défavorable sur le prix de vente moyen du secteur Sables pétrolifères. Des perturbations de l'approvisionnement qui ont fait monter le prix du diluant requis aux fins du transport du bitume par pipeline ont pesé sur le prix de vente moyen du bitume, lequel a reculé au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010. Le prix réalisé par Suncor pour sa production (à l'exclusion de Syncrude) correspondait en moyenne au prix du WTI moins 10,31 \$ US le baril au premier trimestre de 2011, comparativement au prix du WTI moins 8,65 \$ US le baril au premier trimestre de 2010.

### Redevances

Les redevances ont été plus élevées au premier trimestre de 2011 qu'au premier trimestre de 2010, en raison surtout des répercussions sur la production de 2010 des incendies ayant touché les usines de valorisation, de la hausse du prix du WTI et du fait que le projet MacKay River a dépassé le seuil de rentabilité en novembre 2010. Cette augmentation a été largement neutralisée par la hausse des dépenses en immobilisations liées à la technique de gestion des résidus TRO™ de Suncor et à d'autres activités minières, et par les charges opérationnelles plus élevées.

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

Les charges opérationnelles décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont légèrement augmenté, s'établissant à 1,050 G\$ au premier trimestre de 2011 contre 993 M\$ au premier trimestre de 2010, en raison surtout de la hausse des coûts de maintenance liés aux activités minières et des pannes imprévues survenues aux usines d'hydrogène et à l'unité d'hydrotraitement du diesel. Les charges opérationnelles décaissées à l'égard des activités *in situ* ont aussi augmenté par suite de l'accroissement des activités de maintenance et de la main-d'œuvre relativement aux nouvelles infrastructures, le tout étant partiellement contrebalancé par la baisse des coûts du gaz naturel découlant du recul des prix de référence. La diminution des charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères s'explique surtout par l'augmentation des volumes de production.

	Trimestre clos le <b>31 mars 2011</b>		Trimestre clos le 31 mars 2010	
	en millions de dollars	en \$/baril	en millions de dollars	en \$/baril
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	<b>1 320</b>		1 162	
Moins les charges liées à Syncrude <sup>(2)</sup>	<b>(133)</b>		(125)	
Moins les autres coûts non liés à la production <sup>(3)</sup>	<b>(137)</b>		(44)	
<b>Charges opérationnelles décaissées – à l'exclusion de Syncrude</b>	<b>1 050</b>	<b>36,15</b>	993	54,50

- (1) Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril sont des mesures hors PCGR, que l'on obtient en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux – mesure conforme aux PCGR – au titre des charges qui, de l'avis de la direction, ne se rattachent pas à la production des actifs de sables pétrolifères exploités. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- (2) Les charges opérationnelles décaissées ne tiennent pas compte de la quote-part de Suncor au titre de la production et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux de la coentreprise Syncrude.
- (3) Les autres coûts non liés à la production importants comprennent l'incidence sur le résultat de certains éléments, notamment la révision de l'évaluation des stocks, la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au report de projets de croissance et la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

**Charges et autres facteurs**

Les autres charges opérationnelles ont été plus élevées au premier trimestre de 2011 qu'à la période correspondante de 2010, principalement par suite de l'augmentation de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions qui découle surtout de l'appréciation de l'action ordinaire de la Société et de la hausse des frais de démarrage de projets ayant trait à l'intensification des activités liées à l'agrandissement des phases 3 et 4 de Firebag, facteurs neutralisés en partie par la baisse des coûts liés au report de projets de croissance. La Société continue d'engager des coûts liés à la mise en veilleuse de certains projets de croissance en raison du ralentissement économique à la fin de 2008 et au début de 2009. Ces coûts se sont élevés à 15 M\$ (avant impôts) au premier trimestre de 2011 et à 37 M\$ (avant impôts) au premier trimestre de 2010. Les coûts de mise en veilleuse comprennent les coûts liés au maintien du matériel et des installations des projets toujours en veilleuse, ainsi que les coûts liés à la remobilisation du matériel et de la main-d'œuvre.

La dotation aux amortissements et à l'épuisement et les pertes de valeur ont monté au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, par suite surtout de l'augmentation des actifs. Les frais d'exploration des biens *in situ* ont été plus élevés, la Société ayant lancé des programmes de carottage visant plusieurs de ses biens.

**Travaux de maintenance planifiés**

La Société a prévu des travaux de maintenance d'une durée d'environ six semaines portant sur les unités de traitement principales de l'usine de valorisation 2 au deuxième trimestre de 2011. Il s'agit de la plus importante opération de ce genre dans l'histoire de Suncor. De manière à tirer parti de la conjoncture actuelle du marché et à maximiser les produits des activités ordinaires, la Société a modifié l'ordre des travaux prévus dans d'autres unités et devancé des travaux qu'elle

prévoyait initialement réaliser plus tard dans l'année. L'échéancier global de l'opération reste le même, et la Société s'attend à une réduction d'environ 215 000 b/j des volumes de production pendant les travaux.

La Société effectuera aussi des travaux de maintenance planifiés aux installations de traitement centrales de Firebag, pour une durée de deux semaines en septembre, et de MacKay River, pour une durée de deux semaines qui se terminera après la fin du troisième trimestre.

Syncrude a planifié des travaux de maintenance de six semaines en septembre et octobre 2011.

### **Alliance stratégique avec Total**

Au premier trimestre de 2011, Suncor et Total ont obtenu toutes les approbations requises pour conclure leur alliance stratégique qui avait été annoncée le 17 décembre 2010. La date de clôture des transactions faisant partie de l'entente est le 22 mars 2011, et leur date de prise d'effet est le 1<sup>er</sup> janvier 2011.

En contrepartie de l'acquisition d'une participation de 49 % dans l'usine de valorisation Voyageur, d'une participation supplémentaire de 19,2 % dans le projet Fort Hills, des droits relatifs à des licences portant sur certaines connaissances et technologies et de la prise en charge de la quote-part qui lui revient des dépenses en immobilisations postérieures à la date de clôture, Total a versé à Suncor 2,662 G\$ (déduction faite des coûts de transaction) au premier trimestre de 2011. Suncor a comptabilisé une perte après impôts de 89 M\$ à l'égard de la cession partielle de ces actifs, notamment la décomptabilisation de 267 M\$ au titre du goodwill attribué par la Société aux participations cédées.

Suncor conserve des participations de 51 % dans l'usine de valorisation Voyageur et de 40,8 % dans le projet Fort Hills. La participation de Total dans le projet Fort Hills a été portée à 39,2 %, le solde de 20 % étant détenu par Teck Resources Limited.

En contrepartie de l'acquisition d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn et de la prise en charge de la quote-part qui lui revient des dépenses en immobilisations postérieures à la date de clôture, Suncor a émis en faveur de Total un billet à payer de 842 M\$ qui a été réglé le 29 avril 2011, soit dix jours ouvrables après la réception du décret en conseil du lieutenant-gouverneur de l'Alberta qui approuve la mise en valeur du projet.

Total conserve une participation de 38,25 % dans le projet Joslyn, les participations résiduelles étant détenues par Occidental Petroleum Corporation (15 %) et Inpex Canada Ltd. (10 %).

Suncor s'attend à ce que les trois projets soient mis en valeur simultanément et prévoit l'entrée en service de l'usine de valorisation Voyageur et du projet Fort Hills en 2016, puis du projet Joslyn d'ici 2017 ou 2018. L'alliance stratégique de la Société avec Total comporte aussi des ententes de commercialisation du pétrole brut qui entrent en vigueur lorsque l'exploitation des divers projets de croissance débute.

### **Programme de sécurité financière des mines**

Selon la loi, les sociétés d'exploitation des sables pétrolifères sont responsables de la remise en état des terrains perturbés par les activités minières et l'exploitation des usines connexes. Les normes de remise en état sont établies par le gouvernement de l'Alberta. Au premier trimestre de 2011, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il avait apporté les changements définitifs à son programme de sécurité financière des mines. Ces modifications devraient être sans conséquences pour Suncor à court terme étant donné que les instruments de crédit fournis par la Société au gouvernement ne lui seront pas remis et demeurent en place.

### **Cadre conceptuel concernant l'utilisation des terres (Land-use Framework)**

Le 5 avril 2011, le gouvernement de l'Alberta a publié une version préliminaire du plan régional de Lower Athabasca (« LARP »). Ce plan, élaboré parallèlement au cadre conceptuel concernant l'utilisation des terres en vertu de la *Alberta*

*Land Stewardship Act*, définit de nouvelles zones de conservation ainsi que des cadres de gestion de la qualité des eaux souterraines et de surface et de l'air.

La Société n'a pas fini d'examiner la version préliminaire du LARP, mais selon son évaluation préliminaire, les zones de conservation actuellement proposées ne semblent pas coïncider avec les concessions de Suncor. Les cadres de gestion officialisent un certain nombre d'outils réglementaires que le gouvernement utilise déjà pour gérer les aspects environnementaux de l'exploitation des sables pétrolifères et pourraient obliger Suncor à participer davantage à l'évaluation des questions environnementales.

## Exploration et production

Les chiffres comparatifs pour le secteur Exploration et production ont été obtenus en combinant les résultats antérieurs présentés séparément des secteurs International et extracôtier et Gaz naturel.

### Principales données financières

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Produits opérationnels (compte tenu des redevances)	<b>1 815</b>	1 831
Moins les redevances	<b>(432)</b>	(402)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	<b>1 383</b>	1 429
Résultat net	<b>(186)</b>	528
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	<b>337</b>	332
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>583</b>	848
Production totale (kbep/j)	<b>240,7</b>	330,0

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

Le secteur Exploration et production a enregistré une perte nette de 186 M\$ au premier trimestre de 2011, comparativement à des profits nets de 528 M\$ au premier trimestre de 2010. La perte nette du premier trimestre de 2011 tient compte d'un ajustement des impôts différés négatif non récurrent de 442 M\$ ayant trait à l'augmentation de la surcharge au Royaume-Uni sur les profits pétroliers et gaziers dans la Mer du Nord et d'une perte après impôts de 81 M\$ liée à la cession d'actifs extracôtiers non essentiels au Royaume-Uni. Les profits nets du premier trimestre de 2010 comprenaient des profits après impôts de 204 M\$ liés à des cessions d'actifs non essentiels.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est chiffré à 337 M\$ au premier trimestre de 2011, contre 332 M\$ au premier trimestre de 2010. La hausse du résultat opérationnel découle principalement de l'augmentation des prix de vente moyens en général et de la baisse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et des pertes de valeur, ces facteurs ayant été annulés en partie par la diminution des volumes de production dans l'ensemble par suite des cessions d'actifs non essentiels en 2010 et par la hausse du taux d'imposition effectif sur les profits réalisés au Royaume-Uni.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 583 M\$ pour le premier trimestre de 2011, contre 848 M\$ pour le premier trimestre de 2010, reflétant l'effet défavorable de la baisse des volumes de production dans l'ensemble et de la charge d'impôts exigibles sur le produit net tiré de la cession d'actifs non essentiels au Royaume-Uni.

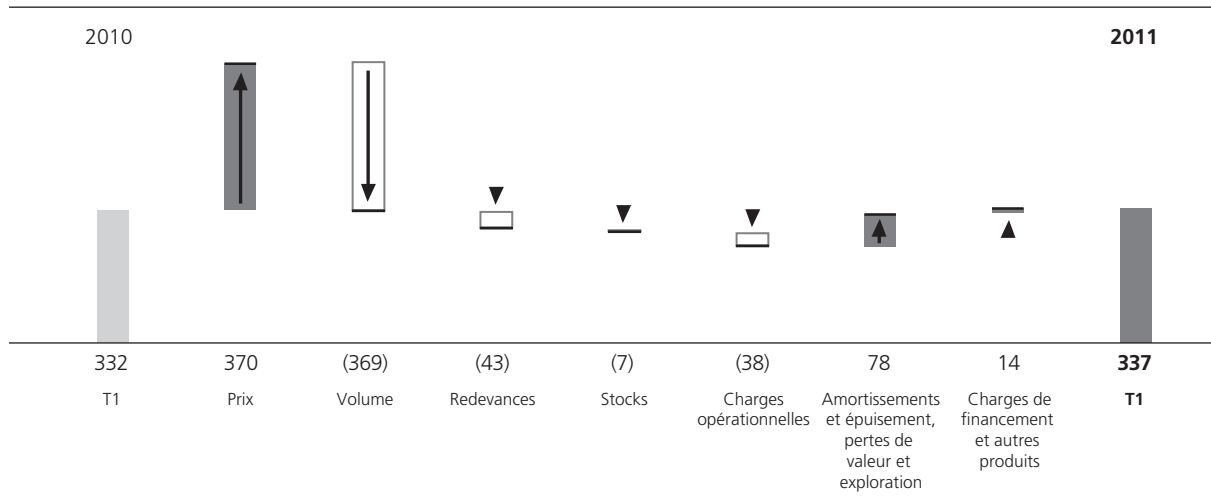
**Résultat opérationnel****Rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Résultat net</b>	<b>(186)</b>	528
Perte/(profit) sur les cessions importantes	81	(204)
Effet des ajustements du taux d'imposition sur les impôts différés	442	—
Nouvelle détermination des participations directes dans Terra Nova	—	8
<b>Résultat opérationnel<sup>(1)</sup></b>	<b>337</b>	332

(1) Mesure hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de l'exercice précédent 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 rapport de gestion.

**Analyse de rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de \$)

**Volumes de production**

	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Production totale (kbep/j)	240,7	330,0
Côte Est du Canada (kb/j)	65,0	74,6
Mer du Nord (kbep/j)	65,7	86,1
Autres – International (kbep/j)	41,5	47,1
Amérique du Nord (sur terre) (Mpi <sup>3</sup> e par jour (Mpi <sup>3</sup> e/j))	411	733

Au large de la Côte Est du Canada, la production a diminué au premier trimestre de 2011 par rapport au trimestre correspondant de 2010. Ce recul découle principalement des fermetures partielles à Terra Nova aux fins de l'évaluation des mesures correctives possibles pour remédier à la présence de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) dans certains puits, et il a été partiellement compensé par l'augmentation de la participation directe de Suncor dans Terra Nova, qui a été portée de



33,990 % à 37,675 % avec effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011, et par les volumes additionnels provenant de la partie North Amethyst des projets d'extension White Rose.

La production dans la Mer du Nord s'est repliée au premier trimestre de 2011 comparativement au trimestre correspondant de 2010, recul qui s'explique surtout par la prise en compte, en 2010, d'une production de 12,1 kbep/j provenant d'actifs non essentiels qui ont été cédés en 2010. Des pannes du refroidisseur à compression de gaz persistant ont entraîné une baisse de production à Buzzard, où les volumes de production moyens se sont chiffrés en moyenne à 50,3 kbep/j au premier trimestre de 2011, contre 58,6 kbep/j au premier trimestre de 2010.

La production du secteur Autres – International a baissé au premier trimestre de 2011 comparativement au trimestre correspondant de 2010. La Société s'est départie de ses actifs à Trinidad et Tobago au troisième trimestre de 2010, tandis que la nouvelle production provenant de la Syrie n'a débuté qu'au deuxième trimestre de 2010. En Libye, la production a ralenti en février 2011 puis cessé complètement en mars, en raison de l'agitation civile.

La production provenant d'Amérique du Nord (sur terre) a reculé pour s'établir à 411 Mpi<sup>3</sup>e/j au premier trimestre de 2011, comparativement à 733 Mpi<sup>3</sup>e/j au premier trimestre de 2010, par suite principalement des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010. La production des autres biens en Amérique du Nord a diminué de 10 % par rapport au premier trimestre de 2010, en raison surtout de l'épuisement naturel des gisements.

#### Prix<sup>(1)</sup>

	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Côte Est du Canada (\$/baril)	<b>104,01</b>	78,69
Mer du Nord (\$/bep)	<b>98,28</b>	73,55
Autres – International (\$/bep)	<b>91,92</b>	59,81
Amérique du Nord (sur terre) – gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,72</b>	5,32
Amérique du Nord (sur terre) – liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/baril)	<b>77,85</b>	66,07

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

Les prix de vente moyens du pétrole brut et des liquides de gaz naturel au premier trimestre de 2011 ont été sensiblement plus élevés qu'au premier trimestre de 2010, en raison surtout de l'augmentation du prix de référence du Brent. Le prix de vente moyen du gaz naturel produit en Amérique du Nord s'est replié, par suite surtout de la baisse des prix de référence.

#### Redevances

Les redevances après impôts du secteur Exploration et production ont augmenté au premier trimestre de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010. Les activités de Suncor en Libye et en Syrie étant menées conformément à des CPP, les montants présentés au titre des redevances représentent l'écart entre la participation directe de Suncor dans le projet visé et le montant net des produits des activités ordinaires attribuable à Suncor aux termes du contrat applicable. Au premier trimestre de 2011, les redevances liées à la Libye ont augmenté alors que le résultat net attribuable à Suncor diminuait, en raison principalement de l'agitation civile et des sanctions qui ont suivi. Les redevances liées à la production au large de la Côte Est du Canada ont reculé au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, la baisse des volumes de production ayant plus qu'annulé la hausse des prix. Les redevances liées à la production provenant d'Amérique du Nord (sur terre) ont également été moindres qu'à la période correspondante de 2010, par suite surtout des cessions d'actifs et du recul des prix de vente. La Société ne verse pas de redevances sur sa production au Royaume-Uni.

## Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été supérieures au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, en raison surtout des coûts associés à la fermeture en mars d'un bureau à Londres, en Angleterre, et de la hausse de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions qui découle surtout de l'appréciation de l'action ordinaire de la Société.

La dotation aux amortissements et à l'épuisement et les pertes de valeur ont diminué au premier trimestre de 2011 par rapport au premier trimestre de 2010, ce qui s'explique surtout par la baisse des volumes de production par suite des cessions d'actifs en 2010. Les frais d'exploration ont également reculé au premier trimestre de 2011, alors que les activités en Libye ont été suspendues en raison de l'agitation civile.

## Cessions d'actifs

Le 31 mars 2011, la Société a conclu la vente d'actifs extracôtiers britanniques non essentiels (principalement Scott et Triton), dont la date de prise d'effet était le 1<sup>er</sup> juillet 2010, pour un produit net de 105 M £ (164 M\$ CA), sous réserve d'ajustements de clôture. Le produit net a été réduit considérablement par des opérations postérieures à la date de prise d'effet qui ont été comptabilisées dans le résultat de la Société avant la date de clôture. Les biens visés ont été la source d'une production de 15,4 kbep/j au premier trimestre de 2011.

En 2010, la Société s'est départie d'autres actifs dans la Mer du Nord :

- Une partie de la vente des actifs extracôtiers britanniques non essentiels a été conclue au quatrième trimestre de 2010, pour un produit net de 55 M £ (86 M\$ CA).
- Le 13 août 2010, la Société a conclu la vente des actions qu'elle détenait dans Petro-Canada Netherlands BV, pour un produit net de 316 M € (420 M\$ CA), la date de prise d'effet étant le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Les actifs dans la Mer du Nord vendus par la Société en 2010 et en 2011 ont été la source d'une production de 27,5 kbep/j au premier trimestre de 2010.

Le 5 août 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs à Trinidad et Tobago pour un produit net de 378 M\$ US (383 M\$ CA), la date de prise d'effet étant le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Ces actifs ont été la source d'une production de 11,7 kbep/j au premier trimestre de 2010.

En 2010, la Société s'est départie de quelques autres actifs de gaz naturel non essentiels liés à ses activités en Amérique du Nord (sur terre), à savoir :

- Le 1<sup>er</sup> mars 2010, la Société a vendu la quasi-totalité de ses actifs productifs dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 M\$ US (502 M\$ CA). Les autres actifs en amont dans les Rocheuses américaines ont été vendus peu après.
- Le 31 mars 2010, la Société a conclu la vente de biens situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique (Jedney/Blueberry) pour un produit net de 383 M\$.
- Le 31 mai 2010, la Société a conclu la vente de biens situés dans le centre de l'Alberta (Rosevear et Pine Creek) pour un produit net de 229 M\$.
- Le 31 août 2010, la Société a conclu la vente de biens situés dans le centre-ouest de l'Alberta (Bearberry et Ricinus) pour un produit net de 275 M\$.
- Le 30 septembre 2010, la Société a conclu la vente de biens situés dans le sud de l'Alberta (Wildcat Hills) pour un produit net de 351 M\$.

Ces biens de gaz naturel ont été à l'origine d'une production de 277 Mpi<sup>3</sup>e/j au premier trimestre de 2010.

La Société prévoit continuer de se départir de biens non essentiels liés à ses activités en Amérique du Nord (sur terre). Au 31 mars 2011, la valeur comptable des actifs classés comme étant disponibles à la vente s'élevait à 94 M\$.

### **Travaux de maintenance planifiés**

Le programme d'entretien des installations à quai d'une durée de 15 semaines initialement prévu à Terra Nova en 2011 devrait être reporté jusqu'en 2012 afin que les solutions aux problèmes de H<sub>2</sub>S puissent être mises en œuvre simultanément. Une interruption de quatre semaines pour maintenance annuelle est toujours prévue à Terra Nova au troisième trimestre de 2011, et des plans d'urgence ont été élaborés au cas où la tête d'injection nécessiterait une interruption supplémentaire.

En ce qui concerne White Rose, une opération de maintenance de 16 jours est prévue en juillet 2011 mais des travaux sont en cours afin d'en réduire la durée.

Le raccordement de la quatrième plateforme à Buzzard a été reporté temporairement et devrait être achevé au deuxième trimestre de 2011. Un programme de maintenance annuelle de trois semaines devrait être conduit à Buzzard au troisième trimestre de 2011.

### **Négociation collective à Terra Nova**

Au premier trimestre de 2011, la Société a négocié une convention collective avec les dirigeants du syndicat à Terra Nova. La convention collective n'a pas été ratifiée par les membres du syndicat. Suncor évalue actuellement les prochaines mesures à prendre.

### **Instabilité politique au Moyen-Orient et en Afrique du Nord**

À la fin de février, la violence politique en Libye a poussé Suncor à évacuer son personnel expatrié et à mettre en œuvre d'autres mesures afin d'assurer la sécurité de son personnel, des sous-traitants et des autres fournisseurs de services libyens. Au début de mars, la violence politique s'intensifiant, les volumes de production ont été confinés en Libye. Suncor continue de surveiller la situation en Libye et a jusqu'à présent pris toutes les mesures raisonnables pour assurer la sécurité de son personnel, protéger la valeur de ses actifs et de ses activités et assurer le respect des principes d'investissement et d'exploitation responsables de la Société, qui définissent les valeurs et les politiques de Suncor en matière de droits humains dans les régions où elle exerce ses activités. Dans le cours normal de ses activités, Suncor détient des instruments d'atténuation des risques dont le montant totalise environ 400 M\$ (avant impôt).

Le 18 mars 2011, Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses CPP. Au 31 mars 2011, Suncor n'avait aucune rentrée de fonds et avait des sorties de fonds minimales à l'égard de ses activités en Libye. La valeur comptable des actifs nets de Suncor en Libye au 31 mars 2011 s'élevait à environ 900 M\$. Les activités de Suncor en Libye représentaient environ 1 % du résultat opérationnel consolidé de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 et 3 % de ses actifs consolidés à cette date.

Au 31 mars 2011, Suncor n'avait comptabilisé aucun ajustement pour perte de valeur à l'égard de ces actifs. Suncor continue de soumettre ses actifs en Libye à des tests de dépréciation. Si la situation qui a cours en Libye devait se régler de manière à permettre une reprise rapide de la vente des volumes produits et sans entraîner de dépenses majeures, il n'y aurait aucune dépréciation de la valeur des actifs nets de Suncor en Libye. Par contre, si la situation actuelle devait perdurer ou dégénérer de telle sorte que Suncor serait dans l'impossibilité de relancer ses activités à court terme ou sans engager des dépenses majeures, la Société est d'avis que ses actifs en Libye pourraient perdre de la valeur.

En réaction à la violence politique en Libye, les Nations Unies, l'Union Européenne et les gouvernements du Canada et des États-Unis ont imposé des sanctions visant les opérations conclues avec les Libye et les sociétés contrôlées par le gouvernement de ce pays, y compris National Oil Corporation – partenaire de coentreprise de Suncor – et Harouge Oil Operations BV – société qui exploite la coentreprise. Suncor se conforme aux dispositions de toutes les sanctions qui touchent des territoires où elle exerce des activités.

Plus récemment, une certaine instabilité s'est aussi manifestée dans différentes régions de la Syrie. Jusqu'à présent, cette instabilité n'a eu aucune conséquence directe sur les activités de Suncor. La Société continue de surveiller attentivement la situation, accordant la priorité à la sécurité de son personnel et à la protection de ses actifs.

## Raffinage et commercialisation

### Principales données financières

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Produits opérationnels	<b>6 079</b>	4 818
Résultat net et résultat opérationnel <sup>(1)</sup>	<b>627</b>	147
Activités de raffinage et d'approvisionnement	<b>546</b>	80
Activités de commercialisation	<b>81</b>	67
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>929</b>	328
Total des ventes de produits raffinés (en milliers de m <sup>3</sup> /j)	<b>84,9</b>	82,2
Pétrole brut traité (en milliers de m <sup>3</sup> /j)	<b>68,4</b>	64,5

(1) Le résultat opérationnel et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont des mesures hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de l'exercice précédent aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de l'exercice précédent. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

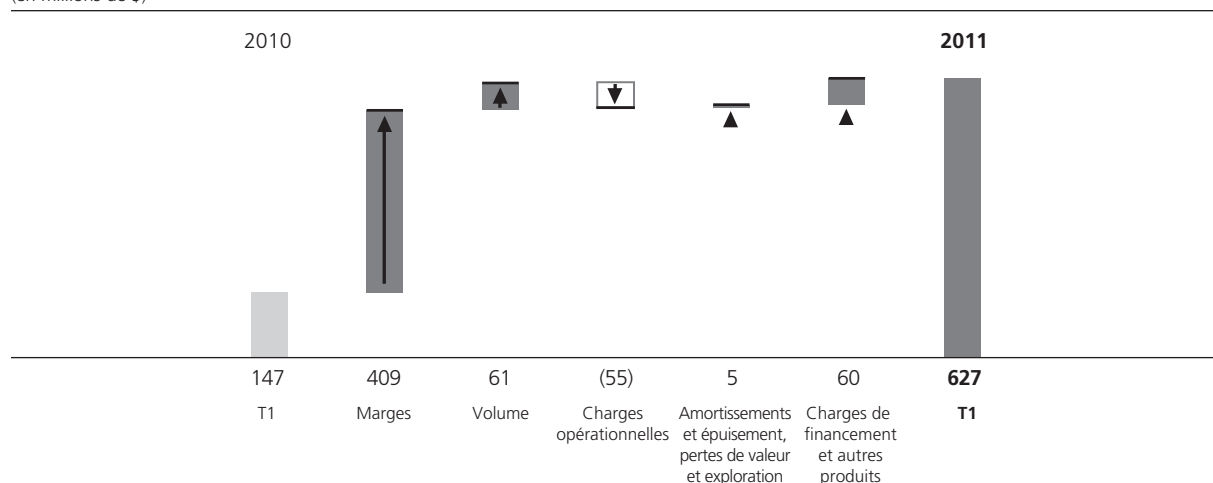
Le secteur Raffinage et commercialisation a enregistré un résultat net et un résultat opérationnel de 627 M\$ au premier trimestre de 2011, comparativement à un résultat net et un résultat opérationnel de 147 M\$ au premier trimestre de 2010.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont apporté 546 M\$ au résultat opérationnel du premier trimestre de 2011, stimulées par les marges de craquage élevées sur tous les marchés et par l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd. Les activités de commercialisation ont été à l'origine d'une tranche de 81 M\$ du résultat opérationnel du premier trimestre de 2011, en hausse par rapport à la période correspondante de 2010 du fait de l'augmentation des volumes de vente et des marges sur les ventes de gros et de lubrifiants.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont montés à 929 M\$ au premier trimestre de 2011, contre 328 M\$ au premier trimestre de 2010. Cette hausse s'explique surtout par les marges plus élevées et les autres facteurs ayant influé sur le résultat opérationnel.

**Résultat opérationnel****Analyse de rapprochement du résultat opérationnel**

(en millions de \$)

**Volumes**

	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Ventes de produits raffinés (milliers de m <sup>3</sup> /j)		
Essence		
Est de l'Amérique du Nord	21,1	21,0
Ouest de l'Amérique du Nord	17,0	18,1
	<b>38,1</b>	39,1
Distillats		
Est de l'Amérique du Nord	13,4	12,3
Ouest de l'Amérique du Nord	20,8	16,9
	<b>34,2</b>	29,2
Autres, y compris les produits pétrochimiques	12,6	13,9
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>84,9</b>	82,2
Taux d'utilisation des raffineries (%)		
Est de l'Amérique du Nord	97	91
Ouest de l'Amérique du Nord	97	92
Pétrole brut traité (milliers de m <sup>3</sup> /j)		
Est de l'Amérique du Nord	33,1	31,0
Ouest de l'Amérique du Nord	35,3	33,5
<b>Volume total de pétrole brut traité</b>	<b>68,4</b>	64,5

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées en moyenne à 84 900 m<sup>3</sup>/j au premier trimestre de 2011, en comparaison de 82 200 m<sup>3</sup>/j au premier trimestre de 2010. Le volume de ventes de lubrifiants s'est accru par suite de la reprise économique, tout comme le volume de ventes de distillats distribués dans l'Ouest canadien par l'intermédiaire du réseau de vente en gros de la Société. Ces augmentations ont toutefois été partiellement neutralisées par la diminution du

volume des ventes au détail qui a découlé principalement des cessions de sites réalisées en 2010 par suite de la fusion, comme l'exigeait le Bureau canadien de la concurrence.

Le taux d'utilisation des raffineries dans l'Est de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 97 % au premier trimestre de 2011. La raffinerie de Montréal a enregistré un taux d'utilisation record au premier trimestre, ce qui rend compte des améliorations découlant des efforts déployés par la Société pour améliorer la fiabilité opérationnelle, mais aussi du volume supplémentaire qui a été traité à ces installations pour compenser le manque à gagner à la raffinerie de Sarnia, qui continue de subir les contrecoups des contraintes logistiques que connaît le pipeline d'Enbridge. Ces contraintes ont non seulement occasionné des problèmes d'approvisionnement du brut en raison de la restriction de la capacité de transport, mais également des problèmes de contamination causés par le mélange des charges d'alimentation de Sarnia avec du pétrole brut lourd de densité plus élevée.

Dans l'Ouest de l'Amérique du Nord, le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 97 % au premier trimestre de 2011, ce qui représente une augmentation par rapport à la période correspondante de 2010. Cette amélioration s'explique essentiellement par la fiabilité opérationnelle accrue qui a été observée à la raffinerie d'Edmonton depuis le début du deuxième semestre de l'exercice précédent, grâce aux retombées opérationnelles positives du projet de conversion de la raffinerie mené à bien en 2009, ainsi que par la nécessité qu'a la Société d'accroître les stocks en prévision des travaux de maintenance planifiés qui seront exécutés aux deux raffineries au deuxième trimestre de 2011.

### **Prix et marges**

Les marges brutes se sont considérablement accrues au premier trimestre de 2011 et ont affiché une forte hausse par rapport à celles dégagées au premier trimestre de 2010, les marges de craquage ayant été nettement supérieures aux moyennes historiques. Le résultat a en outre bénéficié de la montée des cours du marché, des stocks produits au cours de périodes précédentes où le coût des charges d'alimentation était plus bas ayant été vendus durant le trimestre à des prix plus élevés.

En raison de la hausse des prix des produits raffinés, les raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City de la Société, qui utilisent toutes des charges d'alimentation dont le prix est fonction de celui du WTI, ont tiré parti de la baisse du coût des charges d'alimentation qu'a entraînée la diminution du prix du WTI, qui s'est négocié à un prix nettement inférieur à celui du Brent. Ces raffineries ont également profité de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd de l'Ouest canadien et le pétrole brut synthétique léger et sulfureux. La raffinerie de Montréal a elle aussi dégagé des marges de raffinage appréciables, la vigueur des marges de craquage ayant plus que compensé l'augmentation du coût des charges d'alimentation qui a résulté de la montée du prix du pétrole brut Brent.

### **Charges et autres facteurs**

Les charges opérationnelles ont été légèrement plus élevées en 2011 qu'en 2010. Cette augmentation est attribuable à la hausse des frais de transport variables qui a découlé de l'accroissement du volume de ventes ainsi qu'à l'augmentation de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions qui a résulté principalement de l'augmentation du cours de l'action de la Société.

Le résultat opérationnel rend également compte de l'incidence positive d'un profit lié aux participations de la Société dans des entreprises de commercialisation et de la réduction du taux d'imposition prévu par la loi qui a découlé de l'augmentation de la portion du résultat imposable assujettie à l'impôt canadien.

### **Travaux de maintenance planifiés**

Des travaux de maintenance planifiés sont prévus à trois des quatre raffineries de la Société au deuxième trimestre de 2011.

Le 20 mars 2011, la Société a entrepris des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Sarnia, pour les besoins desquels elle a dû fermer une partie des installations de traitement de la raffinerie, y compris l'unité d'hydrocraquage. Ces travaux se sont déroulés sur une période de cinq semaines qui a pris fin le 1<sup>er</sup> mai. La Société a accru la capacité d'utilisation de la raffinerie de Montréal afin de compenser la perte de production attribuable à ces travaux de maintenance.

Le 19 mars 2011, la Société a entrepris des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City. Ces travaux, qui ont été achevés avant la fin d'avril, ont nécessité l'arrêt de deux des trois unités de distillation du pétrole brut et des unités de traitement connexes.

Vers la fin du mois d'avril 2011, la Société a entrepris un programme de maintenance planifiée d'une durée de six semaines à la raffinerie d'Edmonton. Ce programme prévoyait l'arrêt d'une unité de traitement du pétrole brut lourd, de deux unités d'hydrotraitement et de l'unité de cokéfaction. Ces travaux ont été exécutés en même temps que les travaux de maintenance planifiés de l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères, afin de réduire au minimum les répercussions de l'arrêt d'une usine sur l'autre.

En prévision de ses travaux de maintenance planifiés, la Société accumule des stocks et conclut des opérations afin de s'assurer de disposer d'un volume supplémentaire de produits raffinés lui permettant de compenser la perte de production attribuable à ces travaux et d'ainsi atténuer les répercussions sur les clients.

## 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 mars	
	2011	2010
Résultat net	<b>(18)</b>	15
Résultat opérationnel <sup>(1)</sup>		
Énergie renouvelable	<b>15</b>	14
Négociation de l'énergie	<b>39</b>	(8)
Siège social	<b>(189)</b>	(208)
Éliminations	<b>(45)</b>	3
	<b>(180)</b>	(199)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(1)</sup>	<b>(256)</b>	(317)
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	<b>55</b>	45
Volume de production d'éthanol (milliers de m <sup>3</sup> )	<b>81,7</b>	53,4

(1) Mesures hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. La Société a retraité le résultat opérationnel de l'exercice précédent pour tenir compte du basculement aux IFRS et de l'annulation de certains ajustements apportés au résultat opérationnel de l'exercice précédent. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte nette de 18 M\$ pour le premier trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net de 15 M\$ pour le premier trimestre de 2010. Au premier trimestre de 2011, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien a augmenté pour passer de 1,01 à 1,03, ce qui a donné lieu à un profit de change latent après impôts de 162 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains, en comparaison d'un profit de change après impôts de 230 M\$ au premier trimestre de 2010, alors que le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien était passé de 0,96 à 0,98.

La perte opérationnelle du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations au premier trimestre de 2011, soit 180 M\$, a été inférieure à la perte opérationnelle de 199 M\$ au premier trimestre de 2010. Cette variation

s'explique par la perte opérationnelle moindre du segment Siège social et par l'amélioration du résultat opérationnel attribuable aux activités de négociation de l'énergie.

## Résultat opérationnel

### Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Résultat net</b>	<b>(18)</b>	15
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(162)</b>	(230)
Frais de fusion et d'intégration	—	16
<b>Résultat opérationnel<sup>(1)</sup></b>	<b>(180)</b>	(199)

(1) Mesure non définie par les PCGR. La Société a retraité le résultat opérationnel de l'exercice précédent pour tenir compte du basculement aux IFRS et de l'annulation de certains ajustements apportés au résultat opérationnel de l'exercice précédent. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

## Énergie renouvelable

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont rapporté un résultat opérationnel de 15 M\$ au premier trimestre de 2011, ce qui est comparable au résultat opérationnel de 14 M\$ au premier trimestre de 2010.

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.

## Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont rapporté un résultat opérationnel de 39 M\$ au premier trimestre de 2011, en comparaison d'une perte opérationnelle de 8 M\$ au premier trimestre de 2010. Cette amélioration du résultat opérationnel est principalement attribuable aux profits latents qui ont découlé des stratégies de négociation 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 et éliminations

Le segment Siège social a inscrit une perte opérationnelle de 189 M\$ pour le premier trimestre de 2011, en comparaison d'une perte opérationnelle de 208 M\$ pour le premier trimestre de 2010. La charge d'intérêts a diminué, l'encours de la dette à court terme de la Société ayant été moins élevée durant le premier trimestre de 2011 que durant le premier trimestre de 2010. En outre, la Société a capitalisé un montant plus élevé d'intérêts au premier trimestre de 2011, en raison des dépenses d'investissement supplémentaires consacrées à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag et à d'autres projets de croissance. La perte opérationnelle du premier trimestre de 2010 tenait également compte des paiements versés à la société d'assurance captive relativement à l'incendie survenu en 2009 à l'usine de valorisation 2. Cette diminution de la perte opérationnelle a cependant été partiellement contrebalancée par l'augmentation de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions qui a découlé principalement de l'appréciation de l'action ordinaire de la Société.



Le segment Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères ou le secteur Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats internes de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à tiers. Au cours du premier trimestre de 2011, des profits intersectoriels de 45 M\$ ont été éliminés, ce qui représente une hausse par rapport au premier trimestre de 2010, principalement attribuable à l'augmentation des prix du pétrole brut.

## MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration et d'évaluation totalisant 1,602 G\$ au premier trimestre de 2011. Le budget de dépenses en immobilisations de Suncor pour l'ensemble de 2011 s'élève à 6,7 G\$. De ce montant, 2,8 G\$ doivent être affectés à des projets de croissance.

### Dépenses en immobilisations et frais d'exploration <sup>(1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars 2011
Sables pétrolifères	1 113
Exploration et production	299
Raffinage et commercialisation	128
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	62
<b>Total</b>	<b>1 602</b>

(1) Ces montants correspondent aux paiements en trésorerie versés pour des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration et comprennent les intérêts inscrits à l'actif. Ils ne tiennent pas compte de l'acquisition par la Société de sa participation de dans le projet Joslyn auprès de Total, du fait qu'elle n'a effectué aucun paiement pour cette acquisition avant avril 2011.

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 rapport de gestion pour connaître les principaux risques et hypothèses sous-jacents aux renseignements prospectifs.

### Sables pétrolifères

Pour le premier trimestre de 2011, les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 1,113 G\$, ce qui comprend un montant de 200 M\$ affecté à l'acquisition de baux d'exploitation de sables pétrolifères adjacents aux baux fonciers déjà détenus par la Société. Les dépenses de croissance ont été affectées essentiellement à la construction des installations de la troisième et de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, ainsi qu'au déploiement de la technique de gestion des résidus TRO<sub>TM</sub> à l'échelle de l'entreprise et à la réalisation du projet d'unité de naphta Millenium (MNU).

En ce qui concerne la troisième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses engagées au cours du premier trimestre se sont chiffrées à quelque 160 M\$ et ont surtout servi à la construction de plateformes d'exploitation, d'installations de traitement centralisé et d'installations de cogénération. En avril 2011, la Société a commencé l'injection de vapeur dans une des plateformes d'exploitation de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag. La première production de pétrole est maintenant prévue pour le début de juillet 2011, plutôt que vers la fin du deuxième trimestre, comme la Société l'avait annoncé précédemment. Le volume devrait augmenter graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois jusqu'à atteindre la pleine capacité de production.

En ce qui a trait à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses engagées au cours du premier trimestre se sont élevées à quelque 170 M\$ et ont surtout servi à la construction des infrastructures, des plateformes d'exploitation,

des installations de traitement centralisé et des installations de cogénération. La Société prévoit commencer la production vers la fin du premier trimestre de 2013.

La Société a poursuivi les travaux de construction liés au projet MNU. Ce projet, dont l'achèvement est prévu d'ici la fin de 2011, devrait accroître la capacité d'hydrotraitement et ainsi augmenter le pourcentage de la production composé de pétrole brut synthétique peu sulfureux.

La Société prévoit engager des dépenses en immobilisations liées : i) à l'usine de valorisation Voyageur, afin de se concentrer sur la remobilisation de la main-d'œuvre, la confirmation de la conception actuelle et la modification des plans d'exécution du projet; ii) au projet Fort Hills, afin de se concentrer sur la validation des plans de conception et iii) au projet Joslyn, afin de se concentrer sur les études environnementales, réglementaires, techniques et géologiques.

## Exploration et production

Le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 299 M\$ pour le premier trimestre de 2011, principalement pour le forage de développement à Hibernia, à Terra Nova et à White Rose, le forage d'exploration du puits Ballicatters au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et l'évaluation du nouveau gisement découvert dans la zone Beta, au large des côtes de la Norvège.

Suncor prévoit entreprendre le forage d'un puits de production à Terra Nova au cours du deuxième trimestre de 2011.

Les approbations des autorités de réglementation requises pour l'entrée en production du projet d'extension Hibernia South ont été obtenues au cours du premier trimestre de 2011. Les puits forés à partir des plateformes devraient produire leurs premiers barils de pétrole d'ici la mi-2011. Tout au long de l'exercice, la Société prévoit engager des dépenses en immobilisations pour poursuivre les travaux de forage de développement et aménager les structures sous-marines qui permettront d'optimiser la production lorsque les puits sous-marins entreront en production.

Le forage de développement se poursuit à White Rose, où la Société prévoit forer de deux à trois puits au cours de l'exercice. Suncor a obtenu les approbations d'ordre réglementaire requises pour y mener un projet pilote qui prévoit l'exécution de travaux de forage à partir des infrastructures existantes dans le but de recueillir des données supplémentaires sur le champ West White Rose, qui fait partie des projets d'extension de White Rose. L'achèvement du premier de ces deux puits d'essai et la première production de pétrole sont prévus pour le deuxième semestre de 2011, l'injection d'eau devant commencer au début de 2012.

À Hebron, les travaux d'ingénierie préliminaire se poursuivent, et la demande d'approbation du plan de développement a été soumise à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers le 15 avril 2011.

Vers la fin de 2010, un plan d'aménagement préliminaire a été soumis pour la zone Golden Eagle en mer du Nord. Ce plan prévoit l'aménagement d'installations autonomes conçues pour générer une production brute de 70 000 bep/j. La décision relative à l'aménagement de cette zone devrait être rendue plus tard en 2011. Suncor détient une participation de 26,69 % dans ce projet.

Les activités d'exploration menées par la Société au cours du premier trimestre de 2011 ont porté notamment sur l'évaluation du puits d'exploration Ballicatters situé au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. En Norvège, la Société a réservé un engin de forage en mer pour le quatrième trimestre de 2011 en vue de forer un autre puits d'appréciation dans la portion de la zone Beta où a été découvert un nouveau gisement et de mener à bien les travaux d'exploration qu'elle s'est engagée à effectuer aux termes du permis PL375B. En avril 2011, Suncor a obtenu de nouveaux permis d'exploration (dont deux à titre d'exploitant et un à titre de non-exploitant) visant le secteur de la mer du Nord se trouvant au large de la Norvège. Quant aux activités d'exploration et d'acquisition de données sismiques en Libye, elles ont été interrompues indéfiniment en raison des bouleversements civils que connaît ce pays.

## Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 128 M\$ au premier trimestre de 2011, l'essentiel ayant été affecté à la préparation des travaux de maintenance planifiés qui seront effectués au deuxième trimestre.

## Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

### Énergie renouvelable

La construction des installations de production d'énergie éolienne de Wintering Hills et de Kent Breeze, d'une capacité de production respective de 88 mégawatts (MW) et de 20 MW, s'est poursuivie au premier trimestre de 2011. Les dépenses en immobilisations ont surtout servi à l'achat des turbines éoliennes et à la construction des installations et des infrastructures. La Société prévoit achever la construction des deux installations en 2011.

### Siège social

Des dépenses en immobilisations sont toujours engagées au sein du segment Siège social pour convertir les anciens systèmes d'information d'avant la fusion en une plateforme commune.

## SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

### Indicateurs

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2011	31 décembre 2010
Fonds de roulement <sup>(1)</sup>	383	1 148
Dette à court terme	752	1 984
Tranche courante de la dette à long terme	514	518
Dette à long terme	9 637	9 829
Dette totale	10 903	12 331
Moins la trésorerie et ses équivalents	3 465	1 077
Dette nette	7 438	11 254
Capitaux propres	36 400	35 192
Dette totale majorée des capitaux propres	47 303	47 523
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en pourcentage)	23	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 douze mois closes les	
	2011	31 mars 2010 <sup>(1)</sup>
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(2)</sup>		
Compte non tenu des projets importants en cours	<b>12,5</b>	4,8
Compte tenu des projets importants en cours	<b>8,9</b>	3,4
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en nombre de fois)	<b>0,9</b>	4,3
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Résultat net <sup>(3)</sup>	<b>10,3</b>	5,0
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>(4)(5)</sup>	<b>14,2</b>	7,2

(1) Le calcul des données d'entrée des paramètres utilisés pour la période de douze mois close le 31 mars 2010 repose sur trois mois d'information financière préparée conformément aux IFRS (le trimestre clos le 31 mars 2010) et sur neuf mois d'information financière préparée selon le référentiel comptable antérieur (la période de neuf mois close le 31 décembre 2009). Voir la rubrique « Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

(2) Mesure hors PCGR. Les calculs aux fins du RCI sont expliqués à la rubrique « Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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

(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 capitalisés.

(5) Mesure hors PCGR. Voir la rubrique « Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

## Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2011 et répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, en utilisant les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le produit de l'entente avec Total, les autres cessions planifiées des actifs et ses facilités de crédit engagées et disponibles. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, les impôts, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

## Activités de financement

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

Au 31 mars 2011, la dette nette de Suncor s'élevait à 7,438 G\$, contre 11,254 G\$ au 31 décembre 2010. La dette nette a diminué de 3,816 G\$, en raison surtout d'une augmentation de la trésorerie et de ses équivalents, attribuable à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et au produit en trésorerie reçu à la clôture des transactions avec Total. La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 2,388 G\$ au cours du premier trimestre de 2011, augmentation qui tient compte de l'incidence de la réduction de 1,232 G\$ de la dette à court terme par la Société. En avril 2011, Suncor a réglé le billet à payer à Total pour l'acquisition de la participation dans Joslyn. Ce paiement a eu pour effet d'augmenter la dette nette de 842 M\$. Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 6,5 G\$ au 31 mars 2011, contre 5,3 G\$ au 31 décembre 2010, et ont augmenté en raison du remboursement de la dette à court terme.

La Société prévoit rembourser les billets à moyen terme de 500 M\$ échéant en août 2011, et maintenir l'accès à l'emprunt de papier commercial à court terme à des taux concurrentiels en gardant la dette à court terme aux niveaux du 31 mars 2011 (environ 750 M\$). La Société prévoit investir la trésorerie excédentaire dans des placements à court terme. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins en flux de trésorerie et à offrir des rendements concurrentiels correspondant à la qualité et à la diversification des placements selon des paramètres de risque acceptable. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devra pas dépasser six mois et tous les placements devront être détenus auprès de contreparties bénéficiant de cotes de crédit de qualité supérieure.

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses titres d'emprunt auprès du public et à ses emprunts bancaires. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces créances. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 60 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 mars 2011, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 23 % (26 % au 31 décembre 2010). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées à l'exploitation.

Les paragraphes précédents renferment des renseignements de nature prospective. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion pour connaître les principaux risques et hypothèses sous-jacents aux renseignements prospectifs.

### Cotes de crédit

L'information suivante sur les cotes de crédit est fournie dans le contexte du coût du financement et de la situation de trésorerie de la Société, et elle indique si les cotes de crédit de la Société ont changé ou non. D'une manière plus particulière, pour pouvoir accéder à du financement non garanti ou conclure certaines opérations de nantissement de manière rentable, la Société doit avant tout bénéficier de cotes de crédit concurrentielles. L'abaissement de ces cotes pourrait avoir des conséquences défavorables sur sa capacité de financement ou sur son accès aux marchés financiers ainsi que sur sa capacité de conclure des instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités (y compris avoir des répercussions sur le coût de ces dérivés ou opérations), et pourrait forcer la Société à fournir des garanties additionnelles dans le cadre de certains contrats.

Toutes les cotes de crédit de la Société sont élevées. Les titres d'emprunt à long terme de premier rang de la Société ont reçu les cotes de crédit suivantes : la cote BBB+ avec perspective stable de Standard & Poor's (« S&P »), la cote A (bas) avec tendance stable de Dominion Bond Rating Service (« DBRS ») et la cote Baa2 avec perspective stable de Moody's Investors Service. Les notations actuelles du papier commercial de Suncor sont les suivantes : A-1 (bas) de S&P et R-1 (bas) de DBRS. Ces notations n'ont pas changé depuis le 31 décembre 2010.

### Actions en circulation

(en milliers)	31 mars 2011
Actions ordinaires	1 572 993
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	64 675
Options sur actions ordinaires – exerçables	43 451

Au 28 avril 2011, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 573 257 188 et le nombre total d'options sur actions ordinaires, exerçables et non exerçables, en circulation s'élevait à 64 130 735. Chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

### **Proposition de budget fédéral canadien**

Au Canada, le gouvernement fédéral a présenté, le 22 mars 2011, un budget qui n'a toutefois pas reçu l'approbation des partis de l'opposition, ce qui a obligé le gouvernement à tenir des élections le 2 mai 2011. Le budget comportait plusieurs modifications qui pourraient avoir une incidence importante sur Suncor, notamment en limitant les possibilités de report pour les sociétés de personnes, en changeant le traitement futur des acquisitions de concessions de sables pétrolifères, qui passerait de frais d'aménagement au Canada à des frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz, et en changeant le traitement futur des frais d'aménagement préalables à la production pour les sables pétrolifères, qui passerait de frais d'exploration au Canada à des frais d'aménagement au Canada. Un examen de la législation actuelle est nécessaire pour mieux comprendre les répercussions du budget, s'il est adopté. Selon une évaluation provisoire, la Société estime que, s'il est adopté, le budget aura pour effet de diminuer les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en accélérant le paiement des impôts sur le résultat décaissés, mais qu'il n'aura pas d'incidence importante sur le résultat net.

### **Obligations contractuelles, engagements et garanties**

Dans le cours normal de ses activités, la Société est tenue d'effectuer des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor a fait état de ces éléments à la rubrique « Total des obligations contractuelles » figurant dans son rapport de gestion 2010, lequel est intégré aux présentes par renvoi.

Depuis le 31 décembre 2010, il n'y a pas eu de changement important aux montants présentés dans le tableau du total des obligations contractuelles, sauf en ce qui concerne le calendrier de réalisation des engagements en matière d'exploration (335 M\$ US) et le paiement des autres passifs non courants (290 M\$ US) relatifs aux contrats d'exploration et de partage de la production en Libye, qui pourraient être différés aux exercices ultérieurs compte tenu de l'agitation civile et des sanctions, et exclusion faite du montant de 460 M\$ reclassé des contrats de location-exploitation (PCGR) aux paiements au titre des contrats de location-financement par suite de la transition de la Société aux IFRS.

### **INSTRUMENTS FINANCIERS**

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés, tels que des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change, et pour optimiser la position de la Société à l'égard des versements d'intérêt. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de produits réels et des échanges financiers pour dégager des produits de négociation.

Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers connexes, se reporter à la note 21 afférente aux états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2010, cette note étant intégrée par renvoi au présent document.

### **Activités de négociation de l'énergie et de gestion du risque**

Suncor a recours à des contrats dérivés sur pétrole brut, gaz naturel et produits raffinés pour gagner des revenus d'approvisionnement et de négociation. Les résultats de ces activités sont comptabilisés à titre de produits et de charges des activités d'approvisionnement de l'énergie et de négociation de l'énergie dans les états consolidés du résultat global.

Suncor a aussi recours à des contrats dérivés pour couvrir les risques liés à l'achat et à la vente de marchandises, pour gérer son exposition aux taux d'intérêt et pour couvrir les risques propres à certaines opérations. En conformité aux IFRS, les profits ou les pertes sur les instruments dérivés liés à la gestion des risques sont dorénavant comptabilisés dans les intérêts et autres produits des états consolidés du résultat global. Selon le référentiel comptable antérieur, ces profits et ces pertes étaient comptabilisés au même poste où était classés dans le même élément que l'opération connexe. Au 31 mars 2011, il n'y a aucun contrat dérivé en cours utilisé aux fins de gestion du risque.

Les variations de la juste valeur des dérivés visant la gestion du risque et la négociation de l'énergie au premier trimestre de 2011 sont les suivantes :

(en millions de dollars)

Juste valeur des contrats dérivés en cours au 31 décembre 2010	(74)
Juste valeur des contrats dérivés réalisés durant la période	<b>69</b>
Variation de la juste valeur durant la période	<b>(14)</b>
<b>Juste valeur des contrats dérivés en cours au 31 mars 2011</b>	<b>(19)</b>

La juste valeur des dérivés relatifs aux activités de gestion du risque et de négociation de l'énergie est comptabilisée dans les états consolidés de la situation financière comme suit :

(en millions de dollars)	31 mars 2011	31 décembre 2010
Débiteurs	<b>90</b>	19
Créditeurs et charges à payer	<b>(109)</b>	(93)
	<b>(19)</b>	(74)

### Comptabilisation des couvertures de juste valeur

Au 31 mars 2011, la Société détenait des swaps de taux d'intérêt relatifs à sa dette à taux fixe de 200 M\$ pour des billets à moyen terme échéant en août 2011 et qui sont classés comme couvertures de juste valeur. La juste valeur de ces swaps s'élevait à 4 M\$ au 31 mars 2011, et est comptabilisée dans les débiteurs dans les états consolidés de la situation financière.

### Risques liés aux instruments financiers dérivés

Les stratégies de Suncor en matière de gestion du risque lié au prix des marchandises sont soumises à des examens périodiques de la direction visant à déterminer des exigences de couverture appropriées, en fonction de la tolérance de la Société à la volatilité des marchés, et à assurer la stabilité des flux de trésorerie servant à financer la croissance future.

La Société pourrait être exposée à certaines pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés se trouvaient incapables de respecter les modalités des contrats. La Société réduit ce risque au minimum en concluant des contrats avec des parties affichant une cote de solvabilité élevée, et en examinant régulièrement son exposition à ces contreparties et à leurs cotes de crédit. Le risque de Suncor se limite aux contreparties détenant des contrats d'instruments dérivés ayant une juste valeur positive nette à la date de clôture.

Les activités de négociation de l'énergie sont régies par un groupe distinct de gestion des risques, qui revoit et surveille les pratiques et les politiques et qui assure une vérification et une évaluation indépendantes de ces activités.

### FACTEURS DE RISQUE

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 les impôts 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 les établissements 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, p. ex., celles précisées à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. 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, lequel est intégré par renvoi aux présentes. Se reporter également à la rubrique « Environnement de contrôle » du présent document.

## ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit faire des estimations, poser des jugements et élaborer des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés de l'actif, du passif, des produits et des charges, des profits et des pertes, sur les informations à fournir et sur les éventualités. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et la nouvelle information disponible. Les estimations comptables cruciales sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses sur des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Ce sont aussi celles qui, si une estimation différente était utilisée ou si l'estimation était modifiée pour tenir compte d'événements raisonnablement susceptibles de se produire, pourraient avoir une incidence significative sur la situation financière ou les résultats de la Société. Les estimations comptables cruciales sont revues tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Les estimations comptables cruciales suivantes ont servi à préparer les états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor au 31 mars 2011.

## Réserves et ressources de pétrole et de gaz

L'évaluation de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et des pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état est déterminée en partie d'après les réserves et ressources estimatives de pétrole et de gaz de la Société. Même si elles ne sont pas présentées dans le cadre des états financiers consolidés de la Société, ces estimations des réserves et ressources peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

L'estimation des réserves est un processus subjectif qui nécessite l'exercice d'un jugement professionnel. Les réserves et les ressources sont évaluées ou révisées en date du 31 décembre 2010 par des évaluateurs de réserves indépendants et qualifiés, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur les définitions et les directives du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

Les estimations des réserves et des ressources de pétrole et de gaz reposent sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, l'estimation des prix des marchandises, les données techniques, le montant des dépenses futures et le moment où elles seront engagées, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes. Ces hypothèses tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2010, qui pourraient différer considérablement des conditions prévalant à d'autres moments au cours de l'exercice ou au cours de périodes ultérieures.

## Activités pétrolières et gazières

La direction de la Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle désigne des activités pétrolières et gazières comme étant des activités d'exploration, d'évaluation, de mise en valeur ou de production et lorsqu'elle détermine si les frais initiaux de ces activités sont capitalisés.

### Frais d'exploration et d'évaluation

Les frais de forage de puits d'exploration sont initialement capitalisés dans l'attente de l'évaluation des ressources récupérables. La détermination de l'existence de ressources exploitables commercialement repose sur le jugement et sur la connaissance du secteur. Si l'on juge qu'il n'existe pas de réserve exploitable commercialement, les frais d'exploration



connexes sont imputés à la charge d'exploration. Les frais d'évaluation engagés lorsque la direction recherche des ressources exploitables commercialement et conçoit des plans de mise en valeur et d'ingénierie sont inscrits à l'actif. Les frais capitalisés liés aux actifs d'exploration et d'évaluation font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'un examen de la direction qui visent à confirmer ou infirmer l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Pour en arriver à cette décision, la direction tient compte des changements concernant les données économiques du projet, la quantité des ressources, les techniques de production prévues, les forages improductifs ainsi que les estimations des coûts de production et des dépenses en immobilisations, qui sont tous des facteurs importants. Si le projet d'extraction des ressources n'est pas considéré comme viable, les frais d'exploration et d'évaluation connexes subissent une dépréciation et sont imputés au résultat net.

#### Coûts de mise en valeur

La détermination du moment auquel les biens d'exploration et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction. Cette décision tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves et l'obtention des autorisations nécessaires auprès des organismes de réglementation, ainsi que les processus d'autorisation internes des projets de la Société. Lorsqu'un bien pétrolier ou gazier est reclassé dans les immobilisations corporelles, tous les coûts de mise en valeur subséquents sont inscrits à l'actif.

#### **Dépréciation d'actifs**

Une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est définie comme le plus petit regroupement d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie qui sont en grande partie indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. La répartition des actifs de la Société en UGT nécessite une bonne dose de jugement quant à l'intégration des actifs, l'utilisation d'infrastructures partagées, l'existence de marchés actifs pour les produits de la Société et la façon dont la direction surveille les activités.

À la fin de chaque exercice, la Société doit relever les événements ou les circonstances qui indiquent que la valeur comptable nette d'une UGT inscrite aux états consolidés de la situation financière pourrait s'être dépréciée. Si les signes d'une dépréciation existent, la Société doit soumettre l'UGT à un test de dépréciation. Une UGT est dépréciée lorsque sa valeur comptable nette est supérieure au montant recouvrable estimé par la direction, qui est la valeur la plus élevée entre la juste valeur de l'UGT diminuée des coûts de la vente et de sa valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de la vente correspond au montant obtenu de la vente d'une UGT, dont conviendrait des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence, diminué des coûts de cession. Pour établir la juste valeur diminuée des coûts de la vente, la Société prend en compte les transactions récentes dans le secteur; toutefois, lorsque cette information n'est pas disponible, la direction utilise un modèle d'évaluation approprié. La valeur d'utilité est déterminée au moyen de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs que la Société attend de l'UGT concernée. Lorsque la direction détermine qu'une UGT est dépréciée, la valeur comptable nette de l'UGT est ramenée au montant recouvrable estimatif, la différence étant imputée au poste Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur.

Peu importe qu'il existe ou non des signes d'une dépréciation, la Société doit soumettre à un test de dépréciation annuel toute UGT ou tout regroupement d'UGT dont la valeur comptable nette inclut des immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée ou une affectation du goodwill. En ce qui concerne Suncor, les tests de dépréciation portent aussi sur les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société doit aussi évaluer s'il existe des indications qu'une perte de valeur comptabilisée précédemment a été reprise. Lorsque les nouvelles estimations du montant recouvrable dépassent la valeur comptable nette, les ajustements comptabilisés précédemment pour tenir compte de la perte de valeur sont repris, jusqu'à concurrence du montant de la dépréciation initiale. Une perte de valeur du goodwill ne peut pas être reprise. Au 31 mars 2011, la Société avait comptabilisé 114 M\$ en pertes de valeur cumulées sur les actifs du secteur Exploration et production. Ces pertes de valeur ont été ajustées par rapport aux montants déjà présentés, en raison de la transition aux IFRS.

Pour Suncor, le montant recouvrable estimatif d'une UGT est essentiellement déterminé au moyen des modèles d'analyse de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie. Les principales hypothèses utilisées par la direction pour estimer les flux de trésorerie futurs sont les prix des marchandises futurs, les volumes de production prévus, les charges opérationnelles et de mise en valeur futures et les marges de raffinage. La durée d'utilité prévue de l'UGT, le moment de la sortie des flux de trésorerie et les taux d'actualisation font aussi l'objet d'hypothèses importantes par la direction. Une révision de ces estimations se répercuterait sur le montant recouvrable d'une UGT et pourrait nécessiter une dépréciation importante de la valeur comptable nette de l'UGT.

La Société évalue aussi la dépréciation des actifs qui sont classés comme détenus en vue de la vente ou des actifs d'exploration et d'évaluation qui ont été reclassés dans les immobilisations corporelles aux états consolidés de la situation financière. Les actifs classés comme disponibles à la vente sont évalués au montant le moins élevé entre la valeur comptable nette et la juste valeur diminuée des coûts de la vente, ou dans ce cas-ci, selon les produits de vente prévus lorsqu'une offre a été reçue.

### **Exemption accordée pour la transition aux IFRS**

La Société applique l'exemption accordée aux termes des IFRS pour la comptabilisation de certains actifs à la juste valeur, diminuée des coûts de la vente à la date de la transition. L'exemption a été appliquée à des raffineries situées dans les provinces de l'Est du Canada et à certains actifs de gaz naturel situés dans l'Ouest canadien, entraînant une réduction totale de 906 M\$ de la valeur comptable nette de ces actifs. Ces ajustements ne sont pas des pertes de valeur et ne peuvent être repris, car ils sont appliqués dans le cadre de la transition aux IFRS. Les estimations de la juste valeur diminuée des coûts de la vente de ces actifs exigent que la direction de la Société pose des jugements et formule des hypothèses rétrospectives remontant à la date de la transition; ces hypothèses sont les mêmes que celles présentées ci-dessus.

### **Juste valeur des instruments financiers**

Pour estimer la juste valeur des instruments financiers, la Société se base sur les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles ou sur des modèles qui utilisent des données de marché observables. En plus des données du marché, Suncor incorpore des détails de transactions précises que les intervenants du marché utiliseraient pour évaluer la juste valeur, y compris l'incidence de risques non liés au rendement. Les données d'entrée servant à déterminer la juste valeur sont classées selon une hiérarchie qui établit leur priorité en fonction du degré selon lequel elles sont observables. Toutefois, ces estimations de la juste valeur n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération boursière.

### **Provisions au titre des coûts liés au démantèlement et à la remise en état**

La Société constate des passifs au titre du démantèlement et de la remise en état futurs des immobilisations corporelles, y compris sans s'y limiter les bassins de décantation et de stockage des stériles et boues, les puits de production et les installations de traitement du pétrole brut et du gaz naturel. La provision relative à cette obligation est comptabilisée uniquement dans la mesure où il existe une obligation juridique de mise hors service d'une immobilisation, que la Société est tenue de remplir, ou une obligation découlant d'une loi ou d'un règlement, d'une ordonnance, d'un contrat écrit ou verbal ou d'une interprétation juridique d'un contrat selon la théorie de l'irrecevabilité fondée sur une promesse.

Ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de la remise en état et de l'ampleur des travaux, des exigences légales, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont établies en fonction de chaque actif, la provision totale établie par Suncor repose sur de nombreux jugements et hypothèses. Les coûts réels sont incertains et les estimations peuvent varier à la suite d'amendements des lois et des règlements pertinents, de l'émergence de nouvelles technologies et de l'évolution des résultats opérationnels et des

prix. Le calendrier prévu des activités de démantèlement et de remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie des réserves de pétrole et de gaz. Les changements apportés aux hypothèses relatives aux coûts futurs attendus, aux taux d'actualisation et au calendrier du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Au moment de la comptabilisation initiale de ces provisions, un montant équivalent est inscrit à l'actif et ajouté au coût de l'immobilisation en cause et il est passé en charges jusqu'à épuisement sur la durée de vie utile de l'immobilisation.

La juste valeur des provisions est estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs prévus au moyen du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit de la Société. Pour les périodes subséquentes, la provision est ajustée au fil du temps par l'imputation d'un montant au poste « Augmentation des passifs » des charges de financement, en fonction du taux d'actualisation.

### **Autres provisions**

Un contrat déficitaire est un contrat pour lequel les coûts à engager pour satisfaire aux obligations contractuelles sont supérieurs aux avantages économiques attendus du contrat.

Une obligation implicite est une obligation qui découle des actions posées par Suncor, lorsque celle-ci a indiqué à des tiers, par ses pratiques passées, par sa politique publiée ou par une déclaration suffisamment récente, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'en conséquence elle a créé chez ces tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités.

La détermination des autres provisions, y compris mais sans s'y limiter, les provisions relatives à des litiges en matière de redevances, à des contrats déficitaires, à des litiges et à des obligations implicites, est un processus complexe qui nécessite que la direction porte des jugements sur les résultats des événements futurs, sur l'interprétation des lois et règlements, sur les flux de trésorerie futurs prévus et sur les taux d'actualisation.

La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal des activités. Au 31 mars 2011, la direction estime que l'issue de ces litiges ou réclamations n'aura pas d'incidence significative sur la situation financière de la Société.

### **Avantages du personnel futurs**

La Société offre des avantages aux employés actifs et retraités, à savoir des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite. Les obligations et les coûts des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sont calculés selon des méthodes d'évaluation et des hypothèses actuarielles. Les hypothèses généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, le cas échéant, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement de l'actif des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. Le passif net au titre des prestations constituées est présenté dans les autres passifs non courants aux états consolidés de la situation financière.

La juste valeur de l'actif des régimes est déterminée à partir des valeurs de marché. Le taux de rendement estimatif de l'actif des régimes du portefeuille tient compte du niveau actuel des rendements des titres à revenu fixe, du niveau historique des primes de risque liées aux autres catégories d'actif et des rendements futurs prévus pour toutes les catégories d'actif. Les hypothèses relatives aux taux d'actualisation reposent sur le taux d'intérêt de fin d'exercice que procurent des obligations de grande qualité pour des échéances équivalentes à celles des obligations de la Société au titre des prestations. Le taux estimatif de la croissance de la rémunération repose sur le jugement de la direction.

Les évaluations actuarielles sont soumises au jugement de la direction. Les écarts actuariels comprennent les changements apportés aux hypothèses portant sur les taux d'actualisation; le rendement prévu des actifs des régimes et les taux annuels d'augmentation de la rémunération sont comptabilisés sur une base prospective et peuvent avoir une incidence importante sur les montants présentés. Les écarts actuariels sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global à l'état consolidé du résultat global dans la période où ils se produisent.

### **Impôts sur le résultat**

La détermination de la charge d'impôt sur le résultat est un processus intrinsèquement complexe qui exige que la direction interprète continuellement les changements dans la réglementation et pose d'autres jugements, notamment ceux sur les impôts différés dont il est question ci-après.

La direction estime que des provisions adéquates ont été constituées à l'égard de toutes les obligations fiscales, même si les résultats des audits et des réévaluations et les changements d'interprétation des normes pourraient entraîner une augmentation ou une diminution importante des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

### **Actifs d'impôt différé**

Une différence temporelle déductible ou imposable se dégage lorsqu'il y a un écart entre la valeur comptable d'un actif ou d'un passif et leurs valeurs fiscales respectives. La reprise de différences temporelles entraîne des montants déductibles lors de la détermination du revenu imposable dans les périodes futures. La reprise de différences temporelles imposables entraîne des montants imposables au moment de la détermination du revenu imposable de périodes futures.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est considéré comme probable que les différences temporelles déductibles seront reprises dans un avenir prévisible. Une différence significative entre les estimations de la Société et les bénéfices imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque juridiction fiscale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société de réaliser le montant l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporelles imposables qui seront reprises et qui entraînent une sortie de trésorerie à l'intention d'une administration fiscale. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui exige de poser un jugement sur le résultat final. Une modification de l'estimation de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou le montant du règlement prévu ou encore l'évolution des réglementations fiscales dans les juridictions fiscales où la Société exerce ses activités, pourrait avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

## **MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES**

Les principales conventions comptables de Suncor sont expliquées à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires non audités au 31 mars 2011.

### **Adoption des IFRS**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la Société a commencé à présenter son information financière conformément aux IFRS. Les méthodes comptables susmentionnées ont été appliquées dans le cadre de la préparation des résultats financiers pour les trimestres clos les 31 mars 2011 et 2010 et pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, et de l'état de la situation financière d'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2010. Un rapprochement détaillé des montants présentés selon le référentiel antérieur et des montants présentés dans le présent rapport de gestion est inclus dans la note 5 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Un rapprochement condensé du résultat net consolidé présenté selon le référentiel comptable antérieur et selon les IFRS est présenté ci-après :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2010	Exercice clos le 31 décembre 2010
Résultat net, présenté selon le référentiel comptable antérieur	716	3 571
Ajustements du résultat net		
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	64	274
Profit à la cession d'actifs	13	54
Autres	8	17
Charges d'impôt différé	(22)	(87)
<b>Résultat net, présenté selon les IFRS</b>	<b>779</b>	<b>3 829</b>

La transition aux IFRS comportait des ajustements de 1,632 G\$ qui ont fait baisser la valeur comptable des immobilisations corporelles de Suncor au 1<sup>er</sup> janvier 2010. La Société a appliqué l'exemption des IFRS lui permettant de réévaluer le montant des coûts liés au démantèlement et à la remise en état inclus dans la valeur comptable des actifs connexes. La Société a aussi appliqué l'exemption des IFRS lui permettant de comptabiliser certains actifs à la juste valeur diminuée des coûts de la vente à la date de transition. L'augmentation du résultat net présenté selon les IFRS plutôt que selon le référentiel comptable antérieur découle principalement de l'application de ces exemptions afin de diminuer la valeur comptable des immobilisations corporelles de la Société et, par conséquent, de diminuer la dépréciation subséquente de ces actifs et d'augmenter les profits ou de diminuer les pertes, le cas échéant, découlant de la cession de ces actifs.

La transition aux IFRS exigeait aussi que la Société adopte des conventions comptables différentes de celles présentées auparavant. Les modifications de conventions comptables qui pourraient avoir une incidence importante sur le résultat net de la Société ou sur la présentation du résultat net sont les suivantes :

- Dépréciation d'actifs – Selon le référentiel comptable antérieur, un actif n'était pas déprécié si les estimations de son montant recouvrable à l'aide des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés ne dépassaient pas sa valeur comptable nette. Selon les IFRS, les flux de trésorerie actualisés doivent constituer la base de l'estimation du montant recouvrable, ce qui, essentiellement, rend plus probable la nécessité de déprécier des actifs.
- Classement des activités abandonnées – Selon le référentiel comptable antérieur, la majeure partie des cessions d'actif de la Société en 2010 répondait à la définition d'activités abandonnées, alors que, selon les IFRS, seul un montant négligeable des cessions de 2010 répondait à la définition d'activités abandonnées. Par conséquent, la Société a retraité les montants déjà comptabilisés et ne présente aucune activité abandonnée dans les chiffres comparatifs de 2010. La Société estime qu'aucun des biens non essentiels de ses activités en Amérique du Nord (sur terre) dont elle envisage la cession ne répondra à la définition d'activités abandonnée selon les IFRS.

Le projet de conversion aux IFRS tire à sa fin. La formation et la mise en œuvre des changements des processus d'affaires se poursuivront au cours du deuxième trimestre de 2011.

### Normes comptables récemment publiées

Dans le cadre du projet de l'International Accounting Standards Board (« IASB ») de remplacer IAS 39, *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, en novembre 2009, l'IASB a publié la première phase d'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui introduit de nouvelles exigences pour le classement et l'évaluation des actifs financiers. La nouvelle norme a été révisée en octobre 2010 afin d'inclure les exigences concernant le classement et l'évaluation des passifs financiers. La norme est applicable aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. L'ampleur de l'incidence des modifications apportées à la comptabilisation des instruments financiers ne sera pas connue tant que le projet de l'IASB ne sera pas terminé.

## ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Selon leur évaluation au 31 mars 2011, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédés de la Société à l'égard de la présentation de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis (la Loi de 1934)) assurent la Société que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, résumées et présentées dans les délais fixés par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 mars 2011, il ne s'était produit, pendant le trimestre clos le 31 mars 2011, aucun changement ayant nui considérablement ou pouvant, selon des estimations raisonnables, nuire considérablement au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (selon la définition des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

En raison de la violence politique en Libye, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de l'ensemble de ses installations, y compris de savoir si certaines d'entre elles ont été endommagées. Suncor a évalué et continue de surveiller l'environnement de contrôle en Libye, et elle ne croit pas que les changements ont eu une incidence importante sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'ensemble.

La Société continue d'intégrer à ses propres contrôles internes à l'égard de l'information financière les contrôles internes historiques de Petro-Canada. Cette intégration amènera des changements dans ces contrôles au cours des exercices futurs, mais il n'est pas possible de savoir pour le moment si ces changements auront une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Ce processus d'intégration devrait être terminé d'ici la fin de 2011.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes sur la présentation de l'information financière ne permettent pas d'éviter ou de repérer les inexactitudes. Il se peut même que les options jugées efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

## PRÉVISIONS DE LA SOCIÉTÉ

Suncor a mis à jour ses prévisions pour 2011 présentées dans son communiqué de presse du 17 décembre 2010. Le communiqué de presse de Suncor daté du 3 mai 2011, également déposé sur le site de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), contient les prévisions révisées de la Société et des informations supplémentaires expliquant pourquoi les prévisions ont été révisées.

## MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat opérationnel, 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.

### Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères

Un rapprochement des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères est présenté à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion.

## Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net pour tenir compte d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle et qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité de la performance financière sous-jacente d'une période à l'autre. 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.

Les résultats opérationnels des périodes précédentes ont été retraités dans le présent rapport de gestion. Au quatrième trimestre de 2010, la Société a pris en compte deux ajustements non récurrents au résultat, soit la modification de la méthode d'évaluation du bitume et le profit découlant de la nouvelle détermination des participations directes dans le champ de pétrole Terra Nova, en retraitant le résultat opérationnel de tous les trimestres précédents visés. 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 des exercices précédents. 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 rapport de gestion :

Trimestre clos le 31 mars 2010 (en millions de dollars)	Sables pétrolières	Exploration et production	Raffinage et commercialisation	Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	Total
Résultat opérationnel, avant retraitement <sup>(1),(2)</sup>	104	278	131	(226)	287
Ajustements pour tenir compte de l'incidence d'éléments non récurrents sur le résultat					
Nouvelle détermination des participations directes dans Terra Nova	—	8	—	—	8
Modification de la méthode d'évaluation du bitume	9	—	—	—	9
Élimination d'ajustements du résultat opérationnel					
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions	2	12	8	29	51
Frais de démarrage de projets	(8)	(1)	—	—	(9)
Frais liés au report de projets de croissance	(30)	—	—	—	(30)
Ajustements IFRS					
Résultat net	13	44	8	(2)	63
Éléments de rapprochement du résultat opérationnel					
Profit sur cessions importantes	—	(9)	—	—	(9)
<b>Résultat opérationnel après retraitement présenté dans le rapport de gestion</b>	<b>90</b>	<b>332</b>	<b>147</b>	<b>(199)</b>	<b>370</b>

(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 de gestion de Suncor daté du 3 mai 2010.

Exercice 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
Résultat opérationnel, avant retraitement <sup>(1)(2)</sup>	1 535	1 124	782	(709)	2 732
Élimination d'ajustements du résultat opérationnel					
Rémunération fondée sur des actions, évaluée à la valeur de marché	(31)	(23)	(30)	(19)	(103)
Perte/(profit) sur cessions importantes	(4)	—	26	—	22
Frais de démarrage de projets	(55)	(3)	—	—	(58)
Frais liés au report de projets de croissance	(94)	—	—	—	(94)
Ajustements IFRS					
Résultat net	28	218	18	(6)	258
Éléments de rapprochement du résultat opérationnel					
Profit sur cessions importantes	—	(38)	—	—	(38)
Pertes de valeur et sorties	—	83	—	—	83
<b>Résultat opérationnel après retraitement présenté dans le rapport de gestion</b>	<b>1 379</b>	<b>1 361</b>	<b>796</b>	<b>(734)</b>	<b>2 802</b>

- (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 de gestion de Suncor daté du 24 février 2011.



**Rendement du capital investi (RCI)**

Le rendement du capital investi est une mesure hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité.

Périodes de douze mois closes les 31 mars  
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2011	2010
<b>Ajustements du résultat net<sup>(1)</sup></b>			
Résultat net		4 082	2 114
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains		(308)	(1 173)
Charge d'intérêts		300	361
	A	4 074	1 302
<b>Capital investi – début de la période de douze mois<sup>(2)</sup></b>			
Dette nette		13 311	8 638
Capitaux propres		32 622	14 366
		45 933	23 004
<b>Capital investi – fin de la période de douze mois</b>			
Dette nette		7 438	13 311
Capitaux propres		36 400	32 622
		43 838	45 933
<b>Capital moyen investi<sup>(3)</sup></b>	B	45 684	38 707
<b>RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)</b>	A/B	8,9	3,4
<b>Coûts capitalisés moyens liés aux projets importants en cours</b>	C	13 045	11 660
<b>RCI, à l'exclusion des projets importants en cours (%)</b>	A/(B-C)	12,5	4,8

(1) Le résultat de la période de douze mois close le 31 mars 2010 tient compte du résultat du trimestre présenté aux termes des IFRS et du résultat de la période de neuf mois présenté aux termes du référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

(2) L'information -financière au 31 mars 2009 est présentée comme elle a été établie aux termes du référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

(3) Le capital moyen investi correspond à la moyenne, sur treize mois, du solde du capital investi au début de la période de douze mois et des soldes de fin de mois du capital investi durant le reste de la période de douze mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de douze mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de douze mois.

**Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles**

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont une mesure 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.

Trimestre clos le 31 mars (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>605</b>	89	<b>(186)</b>	528	<b>627</b>	147	<b>(18)</b>	15	<b>1 028</b>	779
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	<b>311</b>	259	<b>354</b>	470	<b>102</b>	109	<b>18</b>	10	<b>785</b>	848
Impôt sur le résultat différé	<b>190</b>	29	<b>253</b>	97	<b>203</b>	61	<b>(44)</b>	(29)	<b>602</b>	158
Augmentation des passifs	<b>18</b>	26	<b>19</b>	21	<b>1</b>	1	—	—	<b>38</b>	48
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>(186)</b>	(260)	<b>(186)</b>	(260)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	(67)	—	—	<b>3</b>	—	<b>(58)</b>	(13)	<b>(55)</b>	(80)
Perte (profit) à la cession d'actifs	<b>112</b>	9	<b>146</b>	(280)	<b>(6)</b>	3	<b>(1)</b>	—	<b>251</b>	(268)
Rémunération fondée sur des actions	<b>48</b>	12	<b>9</b>	(9)	<b>37</b>	(10)	<b>79</b>	(68)	<b>173</b>	(75)
Frais d'exploration	—	—	<b>2</b>	16	—	—	—	—	<b>2</b>	16
Autres	<b>(147)</b>	(92)	<b>(14)</b>	5	<b>(38)</b>	17	<b>(46)</b>	28	<b>(245)</b>	(42)
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 137</b>	265	<b>583</b>	848	<b>929</b>	328	<b>(256)</b>	(317)	<b>2 393</b>	1 124

## MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevance applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en 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 utiles 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 rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- Les projets i) de faire entrer en production le projet Fort Hills et l'usine de valorisation Voyageur (qui devraient être exploités par Suncor) d'ici 2016; ii) de faire entrer en production le projet Joslyn d'ici 2017-2018; et iii) de tirer parti des occasions de partager les ressources et les connaissances dans le cadre de l'élaboration de ces projets.
- Les travaux de maintenance planifiés visant : i) les unités de traitement principales de l'usine de valorisation 2 (au deuxième trimestre de 2011), ce qui devrait, selon la Société, réduire les volumes de production d'environ 215 000 blj pour la durée des activités de maintenance (qui devrait être d'environ six semaines); ii) les installations de traitements centralisées de Firebag (deux semaines en septembre) et de MacKay River (deux semaines, qui coïncideront avec la fin du troisième trimestre); et iii) Syncrude (six semaines en septembre et en octobre).
- L'évaluation préliminaire de Suncor selon laquelle les zones de conservation actuellement proposées dans le LARP ne semblent pas coïncider avec les concessions de Suncor et selon laquelle les cadres de gestion proposés pourraient obliger Suncor à participer davantage à l'évaluation des questions environnementales.
- Le projet Terra Nova de Suncor de procéder à une interruption de quatre semaines pour maintenance annuelle à Terra Nova au troisième trimestre de 2011 et à un programme d'entretien des installations à quai d'une durée de 15 semaines en 2012, lequel devrait permettre de remédier à la présence de H<sub>2</sub>S dans certains puits.
- La prévision de Suncor selon laquelle la quatrième plateforme à Buzzard sera achevée au deuxième trimestre de 2012.
- Le fait que Suncor croit : i) qu'un programme de maintenance annuelle de trois semaines sera conduit à Buzzard au troisième trimestre; et ii) qu'une interruption de 16 jours pour maintenance aura lieu à White Rose en juillet 2011.
- Le fait que Suncor croit que ses actifs en Libye pourraient perdre de la valeur dans certaines circonstances.
- Les travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Suncor à Edmonton (période de six semaines).
- Le fait que Suncor croit : i) que les installations liées à l'agrandissement de la phase 3 de Firebag seront pleinement en service au troisième trimestre de 2011, la production de pétrole devant commencer au début de juillet 2011 et la production de bitume devant prendre environ 24 mois par la suite pour atteindre la capacité visée de 62 500 blj; et ii) que les installations liées à l'agrandissement de la phase 4 de Firebag entreront en production au premier trimestre de 2013, avec une capacité prévue de 62 500 blj de bitume.
- Les prévisions de Suncor concernant les dépenses en immobilisations liées : i) à l'usine de valorisation Voyageur, afin de se concentrer sur la remobilisation de la main-d'œuvre, la confirmation de la conception actuelle et la modification des plans d'exécution du projet; ii) au projet Fort Hills, afin de se concentrer sur la validation des plans de conception et iii) au projet Joslyn, afin de se concentrer sur les études environnementales, réglementaires, techniques et géologiques.
- L'achèvement prévu du projet MNU de Suncor d'ici la fin de 2011.
- Le projet de Suncor d'entreprendre le forage d'un puits de production à Terra Nova au deuxième trimestre de 2011.
- L'entrée en production du projet d'extension sud d'Hibernia d'ici la mi-2011, et l'affectation, tout au long de l'exercice, de dépenses en immobilisations additionnelles au forage de développement et aux infrastructures sous-marines.
- Le projet de forer deux ou trois puits à White Rose cette année, l'achèvement d'un puits pilote et l'entrée en production étant prévus au deuxième semestre de 2011, et le soutien à l'injection d'eau devant entrer en production au début de 2012.
- La décision relative à l'aménagement de la zone Golden Eagle qui devrait être rendue plus tard en 2011.
- L'objectif de Suncor de continuer d'axer ses efforts sur l'intégrité opérationnelle.
- La cession planifiée par Suncor d'autres biens non essentiels de son secteur Amérique du Nord (sur terre).
- Le fait que la direction croit que la Société achèvera les projets Kent Breeze et Wintering Hills en 2011 et qu'une fois achevés, les actifs d'énergie renouvelable de Suncor compenseront près d'un million de tonnes de dioxyde de carbone annuellement.
- Le fait que la direction croit que Suncor disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations prévu pour 2011 et satisfaire ses besoins courants et à long terme en matière de fonds de roulement et qu'elle pourra obtenir, au besoin, suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

- Le fait que la direction de Suncor croit qu'une approche graduelle et souple à l'égard des projets de croissance actuels et futurs devrait permettre à Suncor de rester en mesure de gérer les coûts et l'endettement liés aux projets.
- Le fait que Suncor prévoit investir sa trésorerie excédentaire dans des placements à court terme.
- Les objectifs du portefeuille de placements à court terme de Suncor.
- Le projet de Suncor de rembourser les billets à moyen terme de 500 M\$ échéant en août 2011 et de maintenir la dette à court terme au niveau de mars 2011, et d'autres objectifs de placement de la Société, notamment son projet d'investir dans des placements à court terme.
- Les évaluations préliminaires de Suncor concernant le budget fédéral dévoilé le 22 mars 2011.

Les énoncés et 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 et le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et la performance opérationnelle des secteurs de la Société, notamment Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs, dont les suivants, sans en exclure d'autres :

Facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères

- Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.
- Notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et de financer les investissements de maintien dans un contexte de volatilité du prix des marchandises.
- Approvisionnement en bitume. La non-disponibilité de bitume venant des tiers, la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations in situ pourraient avoir une incidence sur les objectifs de production.
- La performance des installations récemment mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage d'un nouveau matériel sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance imprévues.
- Notre capacité de gérer les coûts de production. Les charges opérationnelles sont soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et sont influencées par la volatilité du prix du gaz naturel utilisé comme source d'énergie dans le procédé de traitement des sables pétrolifères et par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés. Nous continuons de gérer ces risques en appliquant des stratégies visant notamment à mettre en place des technologies susceptibles de faciliter la gestion de la demande de main-d'œuvre opérationnelle, à compenser les achats de gaz naturel par une production interne, à trouver des technologies moins tributaires du gaz naturel comme source d'énergie et à améliorer les programmes de maintenance préventive.
- Notre capacité de gérer les projets en respectant les échéanciers et les budgets prévus. Cette capacité peut 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). Nous continuons de gérer ces questions en mettant en œuvre une stratégie holistique de recrutement et de maintien du personnel, en travaillant avec la collectivité à déterminer les besoins en matière d'infrastructures, en concevant les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères de façon à réduire les coûts unitaires, en concluant des alliances stratégiques avec des fournisseurs de services et en optimisant tous les aspects de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la gestion de projet.
- Les fluctuations potentielles de la demande de charges d'alimentation de raffineries et de combustible diesel. Nous atténuons l'incidence de ce facteur en concluant des accords d'approvisionnement à long terme avec des clients importants, en élargissant notre clientèle et en offrant une variété de mélanges de charges d'alimentation de raffineries pour répondre aux spécifications des clients.
- La volatilité des écarts de prix entre les pétroles bruts légers et lourds et peu sulfureux et sulfureux.
- Les contraintes logistiques et la variabilité de la demande sur le marché, qui peuvent influencer sur les mouvements du pétrole brut. Ces facteurs peuvent être difficiles à prévoir et à maîtriser.
- Les modifications apportées à la législation sur les redevances et les impôts 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). Bien que les régimes fiscaux en Alberta et au Canada soient généralement stables comparativement à ceux de nombreux territoires à l'échelle internationale, le traitement aux fins des redevances et des impôts est soumis à un examen périodique dont le résultat n'est pas prévisible et qui peut entraîner des changements importants dans les investissements planifiés de la Société et les taux de rendement des investissements existants.
- Nos relations avec les syndicats. Les conflits de travail peuvent avoir une incidence négative sur les activités et les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères.
- Initiatives environnementales. Le 5 avril 2011, le gouvernement de l'Alberta a publié une version préliminaire du plan régional de Lower Athabasca (« LARP ») aux fins de la mise en œuvre du cadre conceptuel concernant l'utilisation des terres en vertu de la Alberta Land Stewardship Act. Le plan définit de nouvelles zones de conservation ainsi que des cadres de gestion de la qualité des eaux souterraines et de surface et de l'air. En vertu de la réglementation proposée, Suncor pourrait être tenue de participer davantage à l'évaluation des questions environnementales et d'abandonner certaines de ses concessions.

*Facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production*

- La volatilité du prix du pétrole brut et du gaz naturel.
- Le risque associé à un marché morose pour la vente d'actifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs.
- L'accessibilité et le coût des droits miniers. La demande du marché influe sur le coût et la disponibilité des occasions liées aux baux d'exploitation minière et aux acquisitions.
- Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques, qui peuvent abrégier la période de forage hivernal et se répercuter sur le forage printanier et estival, entraînant des coûts accrus ou des retards dans la mise en service de nouvelles installations.
- Les risques et les incertitudes inhérents aux activités internationales et extracôticières, telles que le forage, l'exploitation et la mise en valeur des biens, y compris les formations ou les pressions inattendues, l'épuisement prématuré 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 rendement après la réalisation de travaux de maintenance n'est pas prévisible et son incidence sur les taux de production peut être importante.
- Les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur.
- Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques qui peuvent entraîner des coûts accrus ou des retards dans les activités d'exploration, d'exploitation ou de mise hors service.
- Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs connexes comportent divers risques de nature politique, économique et socio-économique. Les activités de Suncor en Syrie peuvent être restreintes par des troubles politiques. Les activités de Suncor ont été suspendues en raison de la violence politique en Libye.
- Les relations de la Société avec les syndicats. Au premier trimestre de 2011, Suncor a négocié une convention collective avec les dirigeants du syndicat à Terra Nova. Cette convention collective n'a pas été ratifiée par les membres du syndicat.

*Facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation*

- Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de raffinage et de commercialisation de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.
- La direction s'attend à ce que les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, la volatilité des marges et des prix et la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels, continuent d'influer sur la situation de l'entreprise.
- Certains risques sont associés à l'exécution des projets d'investissement, notamment le risque de dépassement des coûts. Bon nombre de risques et d'incertitudes peuvent avoir des répercussions sur les calendriers de construction, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres incidences de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période.
- Nos relations avec les syndicats. Les employés horaires de notre raffinerie d'Edmonton, de notre raffinerie de Sarnia, de notre raffinerie de Commerce City, de notre raffinerie de Montréal, de certaines de nos activités liées aux lubrifiants, de certaines de nos activités liées aux terminaux et de Sun-Canadian Pipeline Company Limited sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Toute interruption de travail de la part de nos employés ou des travailleurs à forfait participant à nos projets ou activités pourrait avoir un effet préjudiciable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie.

*Autres risques, incertitudes et facteurs*

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats réels de tous les secteurs de Suncor sont, entre autres, les suivants : 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; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de façon soutenue et concurrentielle des réserves pouvant être exploitées de façon rentable; la réussite des stratégies de couverture; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie approprié; les changements dans la conjoncture économique, des conditions du marché et des conditions commerciales; notre capacité de financer les dépenses d'investissement visant à remplacer les réserves ou à accroître la capacité de traitement dans une conjoncture volatile au chapitre du prix et du crédit; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la volatilité du prix du gaz naturel et de celui des liquides, qui n'est pas prévisible et peut avoir une incidence importante sur le chiffre d'affaires; la capacité de Suncor de s'adapter à l'évolution des marchés et d'obtenir à temps l'approbation des organismes de réglementation; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans les zones d'exploitation de Suncor (ces risques pourraient entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon d'un projet); l'exécution efficace des révisions planifiées; 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; l'intégrité et la fiabilité des immobilisations de Suncor; l'effet cumulatif de la mise en valeur d'autres ressources; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production futures de Suncor et son succès au chapitre des activités de forage d'exploration et de mise en valeur et des activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les associations d'employés et les partenaires en coentreprises; 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 incertitudes découlant des retards ou des changements de plans relativement aux projets ou aux dépenses en immobilisations; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines (comme nos négociations avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume et l'examen par le gouvernement du Canada de la réglementation proposée à l'égard des rejets de gaz à effet de serre); la capacité et la volonté des parties avec lesquelles Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société (notamment en ce qui a trait aux cessions d'actifs prévues); les risques et

*incertitudes liés à la capacité à remplir les conditions de clôture des ventes d'actifs prévues de Suncor, à l'échéancier de la clôture et à la contrepartie à recevoir pour ces ventes, y compris la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute approbation requise des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, bris d'équipement et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues; les risques liés à l'intégration de Suncor et de Petro Canada après la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de 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 rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteur de risque », et dans la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor 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 (SEC) 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 31 mars	
	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>		
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 7)	9 256	7 130
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	521	260
Intérêts et autres produits	68	19
	<b>9 845</b>	<b>7 409</b>
<b>Charges</b>		
Achats de pétrole brut et de produits	3 807	3 429
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (note 8)	2 291	1 851
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	457	278
Transport	162	158
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	785	848
Exploration	58	48
Perte (profit) à la cession d'actifs	251	(268)
Frais de démarrage de projets	37	12
Charges (produits) de financement (note 9)	(49)	(131)
	<b>7 799</b>	<b>6 225</b>
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>2 046</b>	<b>1 184</b>
<b>Charges d'impôt sur le résultat</b> (note 13)		
Exigible	416	247
Différé	602	158
	<b>1 018</b>	<b>405</b>
<b>Résultat net</b>	<b>1 028</b>	<b>779</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>		
Différences de conversion	37	(375)
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	(57)
Différences de conversion reclassées au résultat net	14	1
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies, déduction faite d'impôt de 4 \$ (29 \$ en 2010)	18	(84)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>69</b>	<b>(515)</b>
<b>Résultat global</b>	<b>1 097</b>	<b>264</b>
<b>Résultat net par action ordinaire</b> (en dollars) (note 10)		
De base	0,65	0,50
Dilué	0,65	0,46
Dividendes en trésorerie	0,10	0,10

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

**États consolidés de la situation financière**

(non audité)

(en millions de dollars)	<b>31 mars 2011</b>	31 décembre 2010	1 <sup>er</sup> janvier 2010
<b>Actif</b>			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>3 465</b>	1 077	505
Débiteurs	<b>4 828</b>	5 253	3 936
Stocks	<b>3 948</b>	3 141	2 971
Impôt sur le résultat à recouvrer	<b>720</b>	734	587
	<b>12 961</b>	10 205	7 999
Actifs détenus en vue de la vente (note 11)	<b>94</b>	762	—
Total de l'actif courant	<b>13 055</b>	10 967	7 999
Immobilisations corporelles, montant net	<b>48 632</b>	49 958	51 556
Exploration et évaluation	<b>4 496</b>	3 961	4 342
Autres actifs	<b>273</b>	230	259
Goodwill et autres immobilisations incorporelles (note 12)	<b>3 144</b>	3 422	3 433
Actif d'impôt différé	<b>43</b>	69	210
Total de l'actif	<b>69 643</b>	68 607	67 799
<b>Passif et capitaux propres</b>			
Passif courant			
Dette à court terme	<b>752</b>	1 984	2 317
Tranche courante de la dette à long terme	<b>514</b>	518	25
Créditeurs et charges à payer	<b>7 775</b>	6 524	5 796
Tranche courante des provisions	<b>354</b>	527	859
Impôt à payer	<b>984</b>	929	1 274
	<b>10 379</b>	10 482	10 271
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 11)	<b>35</b>	586	—
Total du passif courant	<b>10 414</b>	11 068	10 271
Dette à long terme	<b>9 637</b>	9 829	11 679
Autres passifs non courants	<b>2 000</b>	2 103	2 050
Provisions	<b>2 532</b>	2 504	3 328
Passif d'impôt différé	<b>8 660</b>	7 911	7 986
Capitaux propres	<b>36 400</b>	35 192	32 485
Total du passif et des capitaux propres	<b>69 643</b>	68 607	67 799

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.



**Tableaux consolidés des flux de trésorerie**

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Activités opérationnelles</b>		
Résultat net	1 028	779
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	785	848
Impôt sur le résultat différé	602	158
Augmentation des passifs	38	48
Profit de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains (note 9)	(186)	(260)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(55)	(80)
Perte (profit) à la cession d'actifs	251	(268)
Rémunération fondée sur des actions	173	(75)
Exploration	2	16
Autres	(245)	(42)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	125	(858)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 518	266
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	(1 602)	(1 121)
Autres placements	5	—
Produit de la cession d'actifs	2 690	942
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	1 093	(179)
<b>Activités de financement</b>		
Variation nette de la dette à court terme	(1 232)	5
Variation nette de la dette à long terme	(4)	146
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	168	15
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(153)	(153)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 221)	13
<b>Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents</b>		
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(2)	(3)
Trésorerie et équivalents au début de la période	1 077	505
<b>Trésorerie et équivalents à la fin de la période</b>	<b>3 465</b>	<b>602</b>
<b>Information supplémentaire sur les flux de trésorerie</b>		
Intérêts payés	101	92
Impôt sur le résultat payé	308	231

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

**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	—	—	—	—	779	779	—
Différences de conversion	—	—	(431)	—	—	(431)	—
Perte actuarielle sur les régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(84)	(84)	—
Résultat global	—	—	(431)	—	695	264	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(153)	(153)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	20	(5)	—	—	—	15	1 230
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	3	—	—	—	(3)	—	96
Paiements fondés sur des actions	—	11	—	—	—	11	—
<b>31 mars 2010</b>	20 076	542	(431)	15	12 420	32 622	1 561 104
<b>31 décembre 2010</b>	20 188	507	(451)	14	14 934	35 192	1 565 489
Résultat net	—	—	—	—	1 028	1 028	—
Différences de conversion	—	—	51	—	—	51	—
Gain actuariel sur les régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	18	18	—
Résultat global	—	—	51	—	1 046	1 097	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(153)	(153)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	262	(41)	—	—	—	221	7 405
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	4	—	—	—	(4)	—	99
Paiements fondés sur des actions	—	43	—	—	—	43	—
<b>31 mars 2011</b>	20 454	509	(400)	14	15 823	36 400	1 572 993

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(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 de la Société au 31 décembre 2010 et pour l'exercice clos à cette date.

Les présents états financiers constituent les premiers états financiers consolidés de la Société établis selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») et IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière », a été appliquée. Avant la période écoulée, 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 est présentée à la note 5.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés reposent sur les IFRS publiées et en vigueur au 2 mai 2011, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers. Les éventuelles modifications apportées aux IFRS après cette date, qui seront appliquées dans les états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice se terminant 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 de la Société à la note 3. Les méthodes comptables décrites à la note 3 ont été appliquées uniformément pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers, sauf pour l'état consolidé de la situation financière d'ouverture en IFRS pour lequel certaines exemptions prévues par IFRS 1 ont été appliquées.

#### (c) Monnaie fonctionnelle

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens (\$) CA, monnaie fonctionnelle de la Société.

#### (d) Recours à des estimations et 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. Ces estimations

portent surtout sur des transactions et des événements non réglés à la date des états financiers. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque les événements futurs se concrétisent. Les estimations et hypothèses significatives utilisées dans la préparation des états financiers sont décrites à la note 4.

### **3. SOMMAIRE DES MÉTHODES COMPTABLES SIGNIFICATIVES**

#### **(a) Périmètre de consolidation**

La Société consolide sa participation dans les entités qu'elle contrôle. Le contrôle s'entend du pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin de tirer des avantages de ses activités. Suncor constate sa quote-part de l'actif, du passif, des produits des activités ordinaires et des charges des entités et actifs contrôlés conjointement, selon la méthode proportionnelle. Les participations dans les entités sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. Les opérations et les soldes intersociétés ont tous été éliminés.

#### **(b) Conversion des monnaies étrangères**

La monnaie fonctionnelle des entités de la Société correspond à la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités. Les transactions en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie fonctionnelle appropriée à l'aide de taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis dans la monnaie fonctionnelle appropriée aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les écarts de change résultant de la conversion sont comptabilisés en résultat. Les actifs non monétaires qui sont évalués en monnaies étrangères au coût historique sont convertis au cours en vigueur à la date de la transaction.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés de la Société, les états financiers de chaque entité sont convertis en dollars canadiens. Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits des activités ordinaires et les charges des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens au moyen de taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction sous-jacente. Les différences de conversion sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Lorsqu'une entité procède à la sortie totale de sa participation dans un établissement à l'étranger ou qu'il y a perte du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable à l'égard de l'établissement à l'étranger, le montant cumulé des écarts de change relatifs à l'établissement à l'étranger est comptabilisé en résultat net.

#### **(c) Produits des activités ordinaires**

Les produits des activités ordinaires tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits achetés et de produits pétroliers raffinés sont constatés lorsque le titre de propriété est cédé au client et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les produits des activités ordinaires tirés des biens dans lesquels la Société détient une participation avec d'autres producteurs sont comptabilisés en fonction de sa participation directe nette. L'écart entre le pétrole brut et le gaz naturel vendus et la quote-part de la production revenant à la Société donne lieu à des enlèvements déficitaires ou excédentaires. Les enlèvements déficitaires sont inscrits dans les débiteurs à la valeur de marché et entraînent une augmentation correspondante des produits des activités ordinaires, tandis que les enlèvements excédentaires sont inscrits dans les créditeurs à la valeur de marché et entraînent une diminution correspondante des produits des activités ordinaires. Les produits des activités ordinaires tirés de la production de pétrole et de gaz naturel sont constatés après déduction des obligations liées aux redevances.

Les résultats des activités internationales menées en vertu de contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) sont comptabilisés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société. En vertu des CEPP, la Société et d'autres partenaires non gouvernementaux, le cas échéant, payent toutes les charges d'exploration et une part proportionnelle des dépenses en immobilisations pour l'exploration et la mise en valeur des concessions. Chaque CEPP établit des conditions précises selon lesquelles la Société peut, d'une part, récupérer de tels coûts (récupération des coûts pétroliers) et, d'autre part, participer aux bénéfices tirés de la production (bénéfices pétroliers). La récupération des coûts pétroliers est déterminée

conformément à une formule généralement limitée à un pourcentage spécifié de la production au cours de chaque exercice. Les bénéfices pétroliers sont la part restante de la production après déduction de la récupération des coûts pétroliers et ils sont partagés entre les participants à la coentreprise et le gouvernement de chaque pays. La récupération des coûts pétroliers, les bénéfices pétroliers et les montants relatifs à tous les impôts sur les bénéfices à payer de la Société en vertu des lois du pays concerné sont constatés à titre de produits des ventes. Tous les autres montants qui reviennent au gouvernement, à part l'impôt sur le résultat, sont considérés comme des droits de redevances.

Les contrats financiers et physiques conclus à des fins de transaction sont considérés comme étant des instruments financiers dérivés et toute variation de la juste valeur est comptabilisée sur une base nette dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Le règlement des contrats d'achat et de vente physiques conclus par la Société pour son propre usage est comptabilisé sur une base brute dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie et les charges des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

#### **(d) Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et ses équivalents sont essentiellement constitués des liquidités en banque, de dépôts à terme, de certificats de dépôt et de tous les autres placements hautement liquides d'une durée d'au plus trois mois au moment de l'achat.

#### **(e) Stocks**

Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés, autres que les stocks détenus aux fins de négociation, sont évalués au plus faible du coût, établi selon la méthode du premier entré, premier sorti, et de la valeur nette de réalisation. Le coût comprend les dépenses directes et indirectes engagées pour amener un article ou un produit à son état et à son emplacement actuels. Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au coût moyen ou à la valeur de nette réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Les stocks détenus aux fins de négociation dans les activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie de la Société sont comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de vente, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

#### **(f) Actifs d'exploration et d'évaluation**

Les frais liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers non productifs ou de permis d'exploration, les dépenses liées aux puits d'exploration et les coûts liés à l'évaluation du potentiel commercial des ressources sous-jacents, y compris les coûts d'emprunt, sont initialement capitalisés à titre d'actifs d'exploration et d'évaluation. Certains frais d'exploration se rapportant aux biens d'exploitation de sables pétrolifères, y compris les frais liés aux études géologiques, géophysiques et sismiques et à l'échantillonnage, sont imputés aux frais d'exploration dès qu'ils sont engagés.

Les actifs d'exploration et d'évaluation font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer ou non l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Si une zone ou un puits d'exploration n'est plus considéré comme viable, les coûts connexes inscrits à l'actif sont imputés au résultat net.

Lorsque la direction établit avec une certitude raisonnable qu'un actif d'exploration et d'évaluation sera mis en valeur, comme le démontrent le classement des réserves prouvées et probables et les autorisations internes et externes appropriées, l'actif est viré aux immobilisations corporelles.

#### **(g) Immobilisations corporelles**

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût.

Les coûts liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers mis en valeur ou productifs et à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, y compris les frais liés à la réalisation d'études géologiques et géophysiques et au forage de puits de mise en valeur, de même que les coûts liés à la construction et à l'installation d'infrastructures spéciales, comme le matériel de tête de puits et les

actifs de soutien, la mise en valeur de zones minières, les plateformes extracôtières et les structures sous-marines sont inscrits à l'actif à titre de biens pétroliers et gaziers dans les immobilisations corporelles.

Les coûts liés à la construction, à l'installation et à la mise en service, ou à l'acquisition, de matériel de production de pétrole et de gaz naturel, notamment les usines de valorisation des sables pétrolifères, les usines d'extraction, le matériel minier, les installations de traitement *in situ*, les centrales électriques, les centrales de services publics et les usines de traitement du gaz naturel et tous les actifs liés à l'énergie renouvelable, au raffinage, à la distribution et à la commercialisation et les obligations connexes de démantèlement et de remise en état sont inscrits à l'actif à titre d'immobilisations corporelles. Lorsqu'une immobilisation ou une composante d'une immobilisation qui a été amortie séparément est remplacée et qu'il est probable que les avantages économiques futurs qui y sont associés iront à la Société, le coût du remplacement est inscrit à l'actif et la valeur comptable de l'immobilisation remplacée est décomptabilisée.

Le coût des opérations de découverte requises pour accéder aux ressources de sables pétrolifères engagé au stade de la mise en valeur est inscrit à l'actif à titre d'investissement dans la construction de la mine. Les frais de découverte engagés au stade de la production sont passés en charges puisqu'ils se rapportent à la production de la période.

Le coût des inspections, révisions et activités de maintenance majeures visant à maintenir des immobilisations corporelles et à favoriser les activités opérationnelles des exercices futurs est inscrit à l'actif. Les activités de maintenance planifiées périodiques similaires effectuées à des intervalles plus courts sont passées en charges à titre de charges opérationnelles. Les remplacements qui n'ont pas lieu dans le cadre d'une inspection, d'une révision ou d'activités de maintenance majeures sont inscrits à l'actif s'il est probable que les avantages économiques futurs iront à la Société et la valeur comptable de l'immobilisation remplacée est décomptabilisée.

Les contrats de location ayant pour effet de transférer à la Société la presque totalité des avantages et des risques de propriété sont inscrits à titre de contrats de location-financement dans les immobilisations corporelles. Les coûts liés à tous les autres contrats de location sont comptabilisés dans les charges opérationnelles dès qu'ils sont engagés.

Les coûts d'emprunt se rapportant aux actifs qualifiés sont inscrits à l'actif dans les immobilisations corporelles. La capitalisation des coûts d'emprunt cesse lorsque l'actif se trouve à l'endroit et dans l'état nécessaires pour être exploité de la manière prévue. La capitalisation des coûts d'emprunt est suspendue lorsque la construction d'un actif est interrompue pour une période prolongée.

#### **(h) Amortissement et épuisement**

Les actifs d'exploration et d'évaluation ne sont pas assujettis à l'amortissement et à l'épuisement, à l'exception des concessions acquises pour les activités d'exploitation pétrolière et gazière classique. Une fois virés aux immobilisations corporelles, ces coûts sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. Les coûts liés à l'acquisition de biens sont amortis sur les réserves prouvées, tandis que tous les autres frais d'exploration et d'évaluation sont amortis sur les réserves prouvées mises en valeur.

Les dépenses en immobilisations associées aux projets de mise en valeur importants ne font pas l'objet d'un amortissement tant que les immobilisations ne sont pas pratiquement achevées et prêtes pour leur utilisation prévue.

Les coûts liés à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, ainsi que les coûts liés aux infrastructures spéciales, comme le matériel de tête de puits, les plateformes extracôtières et les structures sous-marines, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur. Une partie de ces coûts peut ne pas être amortie si elle se rapporte à des réserves non mises en valeur.

Les principales composantes des immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévue.

Usines de traitement de gaz naturel et actifs de transport	15 à 25 ans
Usines de valorisation des sables pétrolifères, usine d'extraction et installations minières	20 à 40 ans
Matériel d'extraction de sables pétrolifères	5 à 15 ans
Installations de traitement des sables pétrolifères <i>in situ</i>	30 ans
Centrales électriques et centrales de services publics	40 ans
Usine de raffinage, d'éthanol et de lubrifiants	20 à 40 ans
Commercialisation et autres actifs de distribution	20 à 40 ans

Les coûts liés aux inspections, aux révisions et aux activités de maintenance majeures qui sont inscrits à l'actif sont amortis selon le mode linéaire sur la période comprise entre le moment où ont lieu ces activités et le moment où elles auront lieu de nouveau, qui varie de deux à cinq ans.

Les taux d'amortissement et d'épuisement sont revus au moins une fois par année, ou lorsque des événements ou des situations se présentent et ont une incidence sur les coûts inscrits à l'actif, les réserves ou la durée de vie estimative.

#### **(i) Goodwill et immobilisations incorporelles**

Les immobilisations incorporelles autres que le goodwill comprennent les listes de clients et la valeur de la marque. La valeur de la marque et le goodwill ont une durée d'utilité indéterminée et ne sont pas assujettis à l'amortissement, tandis que les listes de clients sont amorties sur leur durée d'utilité prévue, soit de 5 à 10 ans. La durée d'utilité prévue des immobilisations incorporelles fait l'objet d'une révision annuelle.

Les acquisitions ont été comptabilisées au moyen de la méthode de l'acquisition, selon laquelle la contrepartie versée dans le cadre du regroupement d'entreprises est répartie entre les actifs et les passifs identifiables et les passifs éventuels en fonction de leur juste valeur à la date de l'acquisition. Le goodwill, qui correspond à l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur, est affecté au groupe d'unités génératrices de trésorerie (« UGT ») qui devrait bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises.

#### **(j) Dépréciation d'actifs**

##### **Actifs non financiers**

Le goodwill et les actifs incorporels ayant une durée d'utilité indéterminée font l'objet d'un test de dépréciation annuel. Les actifs à durée d'utilité indéterminée et déterminée sont soumis à un test de dépréciation lorsque les événements économiques indiquent que la valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Les actifs d'exploration et d'évaluation sont soumis à un test de dépréciation immédiatement avant que les coûts ne soient virés aux immobilisations corporelles.

Aux fins du test de dépréciation, les actifs sont regroupés en UGT, définies comme le plus bas niveau de regroupement pour lequel les flux de trésorerie identifiables sont indépendants des flux de trésorerie d'autres groupes d'actifs. La perte de valeur, qui est comptabilisée au poste « Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur », correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT sur sa valeur recouvrable. La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de la vente est établie compte tenu des transactions récentes sur le marché, si elles sont disponibles, sans quoi un modèle d'évaluation approprié est utilisé. La valeur d'utilité est évaluée au moyen de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attendus de l'actif ou de l'UGT concerné. Les actifs d'exploration et d'évaluation sont soumis au test de dépréciation avec l'UGT à laquelle les activités peuvent être attribuées ou séparément si aucune UGT n'existe pour les activités d'exploration et d'évaluation concernées.

Pour tous les actifs et les UGT autres que le goodwill, les pertes de valeur sont reprises si des événements ou des circonstances ont donné lieu à un changement de la valeur recouvrable estimée depuis la période où la perte de valeur a été constatée. Les reprises de pertes de valeur sont comptabilisées au poste « Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur ».

**Actifs financiers**

À chaque date de clôture, la Société évalue s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif financier. Si un actif financier comptabilisé au coût amorti a subi une perte de valeur, le montant de la perte de valeur constatée correspond à la différence entre le coût amorti du prêt ou de la créance et la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs estimés, actualisés au taux d'intérêt effectif initial de l'instrument. La perte de valeur est comptabilisée au poste « Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur ».

**(k) Actifs détenus en vue de la vente**

Les actifs et les passifs sont classés comme détenus en vue de la vente s'il est prévu que leur valeur comptable sera recouvrée dans le cadre d'une cession plutôt que par l'utilisation continue. Les actifs ou groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les pertes de valeur constatées au classement initial d'un actif comme détenu en vue de la vente et les profits ou pertes ultérieurs déterminés à la réévaluation sont comptabilisés au poste « Perte (profit) à la cession d'actifs ». Les actifs classés comme détenus en vue de la vente ne sont pas assujettis à l'amortissement ni à l'épuisement.

**(l) Provisions**

Les provisions sont comptabilisées lorsque la Société a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Des provisions sont constatées au titre des obligations futures liées au démantèlement et à la remise en état des actifs d'exploration et d'évaluation et des immobilisations corporelles de la Société. La meilleure estimation de la provision relative au démantèlement et à la remise en état est actualisée au moyen du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit. La valeur de l'obligation est ajoutée à la valeur comptable de l'immobilisation corporelle et amortie sur sa durée d'utilité. La provision est augmentée au fil du temps par l'imputation de montants au poste « Charges (produits) de financement », les charges réelles étant imputées à l'obligation accumulée. Les ajustements aux flux de trésorerie futurs estimés par suite de révisions de l'estimation du montant ou du moment de la sortie des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisés à titre de variation de la provision de démantèlement et de remise en état et des actifs connexes.

**(m) Impôt sur le résultat**

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation de l'impôt sur le résultat. Selon cette méthode, l'impôt reporté est comptabilisé en tenant compte de l'incidence des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs ou des passifs. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués au moyen des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture qui devraient s'appliquer aux bénéficiaires imposables des exercices au cours desquels les différences temporelles devraient être recouvrées ou réglées. Les variations de ces soldes sont constatées dans le résultat de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution des dépenses connexes.

**(n) Prestations de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite**

La Société offre des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et d'autres avantages postérieurs à la retraite. Les cotisations versées par la Société aux régimes à cotisations définies sont comptabilisées en charges dès qu'elles sont engagées. Le coût des régimes à prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite est établi séparément, par calcul actuariel, pour chacun des régimes au moyen de la méthode des unités de crédit projetées, en fonction des salaires actuels et des hypothèses économiques et démographiques les plus probables de la direction. Ce coût est réparti au pro rata des années de service. Les écarts actuariels sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et virés directement aux résultats non distribués.



L'excédent ou l'insuffisance des régimes à prestations définies comptabilisé à l'état de la situation financière se compose du total, pour chaque régime, de la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies, diminué de la juste valeur des actifs du régime destinés à être utilisés directement pour éteindre les obligations. Lorsque les calculs donnent lieu à un avantage pour la Société, l'actif constaté est limité au total du coût des services passés non comptabilisé et de la valeur actuelle des remboursements ou des diminutions de cotisations futures au régime. La juste valeur des actifs du régime est établie à l'aide des valeurs de marchés.

Le coût des services passés est constaté selon le mode linéaire sur la période d'acquisition des avantages postérieurs au départ à la retraite.

#### **(o) Régimes de rémunération fondée sur des actions**

Aux termes des régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société, une rémunération fondée sur des actions est attribuée aux cadres, aux salariés et aux administrateurs non salariés. La charge de rémunération fondée sur des actions est comptabilisée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ».

Pour les options sur actions ordinaires, la charge est fondée sur la juste valeur des options au moment de l'attribution et est comptabilisée en charges sur les périodes d'acquisition des options respectives. Une hausse correspondante est inscrite au titre de surplus d'apport dans les capitaux propres. La contrepartie versée à la Société à l'exercice des options est portée en diminution du capital social au sein des capitaux propres.

La rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en trésorerie ou qui peuvent être réglés en trésorerie ou en actions est évaluée à la juste valeur à chaque date de présentation de l'information financière et comptabilisée sur la période d'acquisition, et un ajustement correspondant est inscrit au passif. Lorsque des options sur actions sont rachetées contre trésorerie, les paiements réglés en trésorerie réduisent le passif impayé. Lorsque les options sur actions sont exercées en échange d'actions ordinaires, la contrepartie payée par le titulaire et le passif précédemment comptabilisé relativement aux options sont inscrits dans le capital social au sein des capitaux propres.

#### **(p) Instruments financiers**

Tous les instruments financiers sont comptabilisés initialement à la juste valeur à l'état de la situation financière. Par la suite, l'évaluation des instruments financiers dépend de leur classement. Les actifs financiers sont classés dans une des catégories suivantes : actifs à la juste valeur par le biais du résultat net, prêts et créances, placements détenus jusqu'à leur échéance et placements disponibles à la vente. Les passifs financiers sont classés soit dans les passifs à la juste valeur par le biais du résultat net, soit dans les autres passifs financiers. Les coûts de transaction sont pris en compte dans la valeur comptable initiale des instruments financiers, sauf dans le cas des éléments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net pour lesquels les coûts de transaction sont passés en charges dès qu'ils sont engagés.

Les actifs et les passifs financiers sont classés dans les actifs et passifs à la juste valeur par le biais du résultat net s'ils sont détenus à des fins de transaction ou s'ils sont désignés comme tels au moment de la comptabilisation initiale. Cette catégorie d'instruments financiers comprend les actifs et les passifs financiers dérivés autres que ceux qui sont désignés comme instruments de couverture. La Société a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer une certaine exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change, ainsi qu'à des fins boursières. Les variations de la juste valeur de ces instruments financiers sont comptabilisées dans les produits des activités ordinaires aux postes « Intérêts et autres produits » et « Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie ».

Les actifs financiers classés dans les prêts et créances sont des actifs financiers non dérivés à paiements fixes ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Le classement à titre de placements détenus jusqu'à l'échéance s'applique aux actifs financiers non dérivés que l'entité a la capacité et l'intention de détenir jusqu'à l'échéance. Les passifs financiers classés dans les autres passifs financiers sont des passifs qui ne sont pas classés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les instruments financiers classés comme détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances et autres passifs financiers sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les dérivés incorporés dans d'autres instruments financiers ou d'autres contrats-hôtes sont comptabilisés comme des dérivés distincts lorsque les risques et les caractéristiques qui s'y rapportent ne sont pas étroitement liés à ceux du contrat-hôte. Les dérivés incorporés sont évalués à la juste valeur à chaque date de clôture et les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les contrats de marchandises physiques qui sont considérés comme des instruments financiers dérivés sont classés dans les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net et sont comptabilisés sur une base nette dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Les contrats de marchandises physiques conclus pour la réception ou la livraison selon les contraintes auxquelles la Société s'attend en matière d'achat, de vente ou d'utilisation ne sont pas considérés comme des instruments financiers dérivés. Lorsque les volumes associés à ces contrats sont livrés, ces derniers sont comptabilisés sur une base brute dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie et les charges au titre des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

#### **(q) Activités de couverture**

La Société peut appliquer la comptabilité de couverture aux contrats qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, notamment les couvertures de juste valeur et les couvertures de flux de trésorerie. À la naissance d'une relation de couverture, la Société prépare la documentation nécessaire pour satisfaire les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture. Les instruments désignés comme couvertures sont évalués à chaque date de présentation de l'information financière afin d'établir si la relation entre le dérivé et l'élément couvert est toujours efficace et quantifier toute inefficacité dans la relation.

Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de juste valeur, la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé et la variation de la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert sont portées au résultat net. Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de flux de trésorerie, les parties efficaces de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sont d'abord comptabilisées dans les autres éléments du résultat global puis passées en résultat net lorsque l'élément couvert est réalisé. La partie inefficace des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est aussitôt comptabilisée en résultat net.

#### **(r) Capital social**

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres. Les coûts marginaux directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires et d'options sur actions sont comptabilisés en déduction des capitaux propres, déduction faite des incidences fiscales.

#### **(s) Distributions de dividendes**

Les dividendes versés sur les actions ordinaires sont comptabilisés dans la période au cours de laquelle les dividendes sont approuvés par le conseil d'administration de la Société.

#### **(t) Résultat par action**

Le résultat de base par action est obtenu en divisant le résultat net de la période par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le résultat dilué par action est calculé en ajustant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour tenir compte des actions ordinaires liées aux régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société ayant un effet dilutif. Le nombre d'actions est calculé au moyen de la méthode du rachat d'actions. Dans le cas des régimes de rémunération fondée sur des actions dont les paiements peuvent être réglés en actions ordinaires ou en trésorerie au gré du porteur, le résultat dilué par action est calculé selon le mode de paiement (en actions ou en trésorerie) qui a l'effet dilutif le plus important.

#### 4. ESTIMATIONS COMPTABLES ET JUGEMENTS SIGNIFICATIFS

##### **Ressources et réserves de pétrole et de gaz**

La dotation aux amortissements et à l'épuisement et les pertes de valeur ainsi que les charges de démantèlement et de remise en état sont évaluées d'après les ressources et les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des ressources et des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui demande l'exercice d'un jugement professionnel. Les réserves et les ressources ont été évaluées en date du 31 décembre 2010 par des experts indépendants en matière de pétrole conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur les définitions et les directives du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

Les estimations des réserves et des ressources de pétrole et de gaz sont fondées sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les estimations des prix des marchandises, les données techniques et le montant des futures dépenses et le moment où elles seront engagées, qui sont tous soumis à des incertitudes. Ces hypothèses tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2010, qui pourraient différer considérablement des conditions prévalant à d'autres moments au cours de l'exercice ou de périodes ultérieures. L'évolution de cette conjoncture du marché et de cette réglementation et ces hypothèses peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

##### **Frais d'exploration et d'évaluation**

Certains frais d'exploration et d'évaluation sont initialement inscrits à l'actif dans le but d'établir des réserves viables sur le plan commercial. La Société doit faire des estimations et exercer son jugement à l'égard d'événements ou de circonstances futurs concernant la viabilité sur le plan économique de l'extraction des ressources sous-jacentes. Les frais font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer ou non l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Les forages improductifs et les changements concernant les données économiques du projet, les quantités de ressources, les techniques de production prévues, les coûts de production et les dépenses en immobilisations requises sont des facteurs importants à considérer dans le cadre de cette confirmation. S'il est établi que l'extraction des ressources n'est pas viable, une réduction de valeur est appliquée aux frais d'exploration et d'évaluation s'y rapportant et ces derniers sont imputés au résultat net.

##### **Coûts liés au démantèlement et à la remise en état**

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état des immobilisations corporelles. Ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de la remise en état et de l'ampleur des travaux, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Les coûts réels sont incertains et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience opérationnelle et des prix. Le moment prévu du démantèlement et de la remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux hypothèses liées aux coûts futurs attendus, aux taux d'actualisation et au moment du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

##### **Impôt sur le résultat différé**

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées dans un avenir prévisible. Une différence significative entre les estimations de la Société et les bénéfices imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque juridiction fiscale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société de réaliser le montant l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporelles imposables qui s'inverseront et donneront lieu à une sortie de trésorerie aura lieu pour payer les autorités fiscales. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui nécessite l'exercice du jugement quant au résultat final. Une modification de l'estimation de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou le montant du règlement prévu et l'évolution des réglementations fiscales dans les juridictions fiscales où la Société exerce ses activités pourraient avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

**Prestations de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite**

La Société offre des avantages à ses employés, notamment des prestations de retraite et d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite. Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite reçus par les employés est établi selon des méthodes d'évaluation et des hypothèses actuarielles. Une modification des hypothèses concernant les taux d'actualisation, le rendement attendu des actifs du régime et la croissance annuelle de la rémunération pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

**Dépréciation d'actifs**

Une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est définie comme étant le plus petit groupe identifiable d'actifs intégrés qui génère des entrées de trésorerie largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le regroupement des actifs en UGT nécessite une part importante de jugement et d'interprétation en ce qui a trait au degré d'intégration des actifs, à l'existence de marchés actifs, au degré de similitude de l'exposition aux risques de marché, aux infrastructures partagées et à la façon dont la direction surveille les activités.

L'estimation de la valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Les principales hypothèses retenues par la Société pour estimer les flux de trésorerie futurs servant à déterminer la valeur recouvrable sont les futurs prix des marchandises prévus, les volumes de production prévus, les futures charges opérationnelles et de mise en valeur et les marges de raffinage. Une modification de ces hypothèses influencerait sur les montants recouvrables des UGT et des actifs individuels et pourrait nécessiter un ajustement significatif de leur valeur comptable.

**Instruments financiers dérivés**

À défaut de données directement observables sur des marchés actifs, la Société a recours à des modèles et à des techniques d'évaluation de tiers qui reposent sur des données observables sur le marché afin d'estimer la juste valeur des instruments financiers dérivés. Outre les données de marché, la Société incorpore des détails de transaction précis que les participants dans le marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, incluant l'incidence de risques non liés au rendement. Cependant, les estimations de la juste valeur n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération boursière.

**5. 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 à la note 3 des présents états financiers consolidés ont été appliquées dans le cadre de la préparation des états financiers pour les trimestres clos les 31 mars 2011 et 2010 et l'exercice clos le 31 décembre 2010 et de l'état de la situation financière d'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2010 (date de transition).

Avant la période écoulée, 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 dans les 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	—	(523)	105	6 524
Tranche courante des provisions	—	—	523	4	527
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 des capitaux propres au 31 mars 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	602	—	—	—	602
Débiteurs	4 263	—	—	—	4 263
Stocks	3 019	—	—	—	3 019
Impôt sur le résultat à recouvrer	525	—	—	—	525
Actifs d'impôt différé	362	—	(362)	—	—
Actifs détenus en vue de la vente	289	1 739	—	—	2 028
<b>Total de l'actif courant</b>	<b>9 060</b>	<b>1 739</b>	<b>(362)</b>	<b>—</b>	<b>10 437</b>
Immobilisations corporelles, montant net <sup>(5)(7)(8)(9)(14)</sup>					
Exploration et évaluation	—	—	3 934	—	3 934
Autres actifs	470	—	(229)	—	241
Goodwill	3 201	—	(3 201)	—	—
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	—	—	3 430	—	3 430
Actifs d'impôt différé	2	—	17	—	19
Actifs des activités abandonnées	1 739	(1 739)	—	—	—
<b>Total de l'actif</b>	<b>68 945</b>	<b>—</b>	<b>(345)</b>	<b>(1 566)</b>	<b>67 034</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>					
Passif courant					
Dette à court terme	2	—	2 320	—	2 322
Tranche courante de la dette à long terme	39	—	—	—	39
Créditeurs et charges à payer <sup>(11)(12)</sup>	6 040	—	(620)	125	5 545
Tranche courante des provisions	—	—	620	—	620
Impôt à payer	1 151	—	—	—	1 151
Passifs d'impôt différé	26	—	(26)	—	—
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente <sup>(5)(6)(14)</sup>	201	848	—	9	1 058
<b>Total du passif courant</b>	<b>7 459</b>	<b>848</b>	<b>2 294</b>	<b>134</b>	<b>10 735</b>
Dette à long terme <sup>(7)</sup>	13 730	—	(2 320)	142	11 552
Charges à payer et autres passifs	4 480	—	(4 480)	—	—
Autres passifs non courants <sup>(11)(12)</sup>	—	—	2 076	132	2 208
Provisions <sup>(5)(6)</sup>	—	—	2 404	266	2 670
Passifs d'impôt différé <sup>(14)</sup>	8 155	—	(319)	(589)	7 247
Passifs des activités abandonnées	848	(848)	—	—	—
Capitaux propres <sup>(5)(6)(7)(8)(9)(11)(12)(13)(14)</sup>	34 273	—	—	(1 651)	32 622
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>68 945</b>	<b>—</b>	<b>(345)</b>	<b>(1 566)</b>	<b>67 034</b>

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

## Rapprochement des capitaux propres au 1<sup>er</sup> janvier 2010

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur <sup>(1)</sup>	Changements de présentation <sup>(3)</sup>	Ajustements IFRS <sup>(4)</sup>	IFRS
<b>Actif</b>				
Actif courant				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	505	—	—	505
Débiteurs	3 936	—	—	3 936
Stocks	2 971	—	—	2 971
Impôt sur le résultat à recouvrer	587	—	—	587
Actifs d'impôt différé	332	(332)	—	—
<b>Total de l'actif courant</b>	<b>8 331</b>	<b>(332)</b>	<b>—</b>	<b>7 999</b>
Immobilisations corporelles, montant net <sup>(5)(7)(8)(9)(14)</sup>	57 485	(4 297)	(1 632)	51 556
Exploration et évaluation	—	4 342	—	4 342
Autres actifs	536	(277)	—	259
Goodwill	3 201	(3 201)	—	—
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	—	3 433	—	3 433
Actifs d'impôt différé	193	17	—	210
<b>Total de l'actif</b>	<b>69 746</b>	<b>(315)</b>	<b>(1 632)</b>	<b>67 799</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>				
Passif courant				
Dettes à court terme	2	2 315	—	2 317
Tranche courante de la dette à long terme	25	—	—	25
Créditeurs et charges à payer <sup>(11)(12)</sup>	6 529	(859)	126	5 796
Tranche courante des provisions	—	859	—	859
Impôt à payer	1 274	—	—	1 274
Passifs d'impôt différé	18	(18)	—	—
<b>Total du passif courant</b>	<b>7 848</b>	<b>2 297</b>	<b>126</b>	<b>10 271</b>
Dettes à long terme <sup>(7)</sup>	13 855	(2 315)	139	11 679
Charges à payer et autres passifs	5 062	(5 062)	—	—
Autres passifs non courants <sup>(11)(12)</sup>	—	2 030	20	2 050
Provisions <sup>(5)</sup>	—	3 032	296	3 328
Passifs d'impôt différé <sup>(14)</sup>	8 870	(297)	(587)	7 986
Capitaux propres <sup>(5)(7)(8)(9)(11)(12)(13)(14)</sup>	34 111	—	(1 626)	32 485
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>69 746</b>	<b>(315)</b>	<b>(1 632)</b>	<b>67 799</b>

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

**Rapprochement du résultat global pour l'exercice 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	33 278	911	(2 186)	—	32 003
Moins les redevances	(2 017)	(41)	2 058	—	—
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	31 261	870	(128)	—	32 003
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	2 700	—	—	—	2 700
Intérêts et autres produits	389	—	110	—	499
	34 350	870	(18)	—	35 202
<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
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	2 598	—	—	—	2 598
Transport	656	47	—	—	703
Dotation aux amortissements et à l'épuisement 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
	30 103	(314)	(18)	(345)	29 426
<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>					
Différences de conversion <sup>(5)(11)</sup>	(503)	—	63	3	(437)
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente <sup>(6)</sup>	—	—	(63)	—	(63)
Différences de conversion reclassées au résultat net <sup>(6)</sup>	53	—	—	(4)	49
Profits sur les couvertures de flux de trésorerie reclassés au résultat net	(1)	—	—	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies <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.



**Rapprochement du résultat global pour le trimestre clos le 31 mars 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	7 327	282	(479)	—	7 130
Moins les redevances	(459)	(13)	472	—	—
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	6 868	269	(7)	—	7 130
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	260	—	—	—	260
Intérêts et autres produits	8	3	8	—	19
	7 136	272	1	—	7 409
<b>Charges</b>					
Achats de pétrole brut et de produits	3 428	—	1	—	3 429
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux <sup>(7)(11)(12)</sup>	1 801	56	—	(6)	1 851
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	278	—	—	—	278
Transport	148	10	—	—	158
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur <sup>(5)(7)(8)(9)</sup>	850	62	—	(64)	848
Désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	46	7	(53)	—	—
Exploration	46	2	—	—	48
Profit à la cession d'actifs <sup>(6)</sup>	(24)	(231)	—	(13)	(268)
Frais de démarrage de projets	12	—	—	—	12
Charges (produits) de financement <sup>(5)(7)</sup>	(190)	8	53	(2)	(131)
	6 395	(86)	1	(85)	6 225
<b>Résultat avant impôt</b>	741	358	—	85	1 184
<b>Charges d'impôt sur le résultat</b>					
Exigible	168	79	—	—	247
Différé <sup>(14)</sup>	98	38	—	22	158
	266	117	—	22	405
<b>Résultat net tiré des activités poursuivies</b>	475	241	—	63	779
<b>Résultat net tiré des activités abandonnées</b>	241	(241)	—	—	—
<b>Résultat net</b>	716	—	—	63	779
<b>Autres éléments du résultat global</b>					
Différences de conversion <sup>(5)(11)</sup>	(435)	—	58	2	(375)
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente <sup>(6)</sup>	—	—	(58)	1	(57)
Différences de conversions reclassées au résultat net <sup>(6)</sup>	6	—	—	(5)	1
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies <sup>(10)(14)</sup>	—	—	—	(84)	(84)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	(429)	—	—	(86)	(515)
<b>Résultat global</b>	287	—	—	(23)	264

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

### Explication des ajustements significatifs

- (1) Représentent les montants présentés aux termes du référentiel comptable antérieur. Les soldes établis selon le référentiel comptable antérieur au 1<sup>er</sup> janvier 2010 concordent avec les soldes au 31 décembre 2009 présentés dans le rapport annuel 2009 de la Société. Les soldes établis selon le référentiel comptable antérieur au 31 mars 2010 et pour le trimestre clos à cette date ont été reclassés selon la présentation adoptée au 31 décembre 2010.
- (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 l'amortissement et l'épuisement cumulé aux termes des IFRS. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Actifs détenus en vue de la vente	6	—	—
Immobilisations corporelles, montant net	(688)	(681)	(690)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	27	14	—
Provisions	217	275	296
Différences de conversion	1	1	—
Résultats non distribués	(927)	(971)	(986)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	(40)	(10)	—
Charges (produits) de financement	(19)	(5)	—
Différences de conversion	1	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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Immobilisations corporelles, montant net	22	—	—
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	(18)	—	—
Provisions	(10)	(9)	—
Différences de conversion	(4)	(4)	—
Résultats non distribués	54	13	—
Gain à la cession d'actifs	(54)	(13)	—
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	1	—
Différences de conversion reclassées au résultat net	(4)	(5)	—

*(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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Immobilisations corporelles, montant net	101	104	103
Dettes à long terme	142	142	139
Résultats non distribués	(41)	(38)	(36)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	5	2	—
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(13)	(3)	—
Charges (produits) de financement	13	3	—

*(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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(141)	(112)	(113)
Résultats non distribués	(141)	(112)	(113)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	28	(1)	—

*(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 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 la valeur comptable des immobilisations corporelles au 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Aux termes du référentiel comptable antérieur, des pertes de valeur avaient été constatées au troisième trimestre de 2010 pour certains de ces biens gaziers. Aucune perte de valeur n'a été constatée en 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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(527)	(851)	(906)
Résultats non distribués	(527)	(851)	(906)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	(379)	(55)	—

*(10) Dépréciation d'actifs*

Aux termes du référentiel comptable antérieur, un élément des immobilisations est réputé 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'UGT.

Aux termes des IFRS, la Société a constaté en 2010 des pertes de valeur pour certaines UGT du secteur opérationnel Exploration et production. Les actifs gaziers ayant subi une perte de valeur sont situés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et ont été regroupés en UGT en fonction du degré de similitude entre leurs structures géologiques, les infrastructures partagées et leur exposition aux risques de marchés. 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 les projections de flux de trésorerie. 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 à l'égard des 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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(112)	—	—
Résultats non distribués	(112)	—	—
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	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, les droits à prestations aux termes des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sont affectés à chaque période de présentation de l'information financière à compter de la date d'embauche jusqu'à la date à laquelle les services rendus par le membre du personnel ne généreront plus de droits à prestations en vertu du régime. Aux termes des IFRS, la Société doit affecter les droits à prestations sur une base linéaire qui commence à la date à laquelle les services rendus par le membre du personnel ont commencé à générer des droits à prestations en vertu du régime et se termine à la même date qu'aux termes du référentiel comptable antérieur. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Créditeurs et charges à payer	10	15	15
Autres passifs non courants	215	122	15
Différences de conversion	2	1	—
Résultats non distribués	(227)	(138)	(30)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(4)	(5)	—
Différences de conversion	2	1	—
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies	(201)	(113)	—

#### (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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Créditeurs et charges à payer	95	110	111
Autres passifs non courants	27	10	5
Surplus d'apport	2	8	10
Résultats non distribués	(124)	(128)	(126)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(2)	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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Différences de conversion	248	248	248
Résultats non distribués	(248)	(248)	(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)	31 déc. 2010 et exercice clos à cette date	31 mars 2010 et trimestre clos à cette date	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Immobilisations corporelles, montant net	(26)	(26)	(26)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	(5)	(5)	—
Passif d'impôt différé	(544)	(589)	(587)
Résultats non distribués	523	568	561
Charge d'impôt différé	87	22	—
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies	49	29	—

(15) Outre les choix aux termes d'IFRS 1 décrits ci-dessus, 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 engagés avant la date de transition n'ont pas été retraités selon les IFRS.

**6. PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ**

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 de nouvelles exigences concernant le classement et l'évaluation des actifs financiers. La norme a été révisée en octobre 2010 afin d'y inclure des exigences concernant le classement et l'évaluation des passifs financiers et s'applique aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. L'incidence des changements visant la comptabilisation des instruments financiers ne pourra être pleinement établie tant que le projet de l'IASB ne sera pas achevé.

**7. 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars									
	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
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits opérationnels (y compris les redevances)	2 159	1 168	1 606	1 618	6 037	4 732	9	84	9 811	7 602
Produits intersectoriels	1 040	627	209	213	42	86	(1 291)	(926)	—	—
Moins les redevances	(123)	(70)	(432)	(402)	—	—	—	—	(555)	(472)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	3 076	1 725	1 383	1 429	6 079	4 818	(1 282)	(842)	9 256	7 130
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	521	260	521	260
Intérêts et autres produits	1	175	3	2	37	(8)	27	(150)	68	19
	<b>3 077</b>	<b>1 900</b>	<b>1 386</b>	<b>1 431</b>	<b>6 116</b>	<b>4 810</b>	<b>(734)</b>	<b>(732)</b>	<b>9 845</b>	<b>7 409</b>
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	364	245	120	54	4 535	3 936	(1 212)	(806)	3 807	3 429
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 320	1 162	236	191	575	505	160	(7)	2 291	1 851
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	457	278	457	278
Transport	80	63	32	56	59	45	(9)	(6)	162	158
Dotation aux amortissements et à l'épuisement et pertes de valeur	311	259	354	470	102	109	18	10	785	848
Exploration	40	5	18	43	—	—	—	—	58	48
Perte (profit) à la cession d'actifs	112	9	146	(280)	(6)	3	(1)	—	251	(268)
Frais de démarrage de projets	37	10	—	2	—	—	—	—	37	12
Charges (produits) de financement	18	26	25	23	6	5	(98)	(185)	(49)	(131)
	<b>2 282</b>	<b>1 779</b>	<b>931</b>	<b>559</b>	<b>5 271</b>	<b>4 603</b>	<b>(685)</b>	<b>(716)</b>	<b>7 799</b>	<b>6 225</b>
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>795</b>	<b>121</b>	<b>455</b>	<b>872</b>	<b>845</b>	<b>207</b>	<b>(49)</b>	<b>(16)</b>	<b>2 046</b>	<b>1 184</b>
Impôt sur le résultat	190	32	641	344	218	60	(31)	(31)	1 018	405
Résultat net	<b>605</b>	<b>89</b>	<b>(186)</b>	<b>528</b>	<b>627</b>	<b>147</b>	<b>(18)</b>	<b>15</b>	<b>1 028</b>	<b>779</b>

(en millions de dollars)	31 mars 2011	31 déc. 2010	1 <sup>er</sup> janv. 2010
Sables pétrolifères	38 723	39 382	36 657
Exploration et production	14 495	15 899	19 218
Raffinage et commercialisation	12 400	11 292	9 748
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	4 025	2 034	2 176
<b>Total</b>	<b>69 643</b>	<b>68 607</b>	<b>67 799</b>

**8. 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 » de l'état consolidé du résultat global.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Charge de rémunération fondée sur des actions réglées en actions propres	<b>42</b>	12
Charge (recouvrement) de rémunération fondée sur des actions réglées en trésorerie	<b>228</b>	(50)
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	<b>270</b>	(38)

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Intérêts sur la dette	<b>161</b>	187
Intérêts capitalisés	<b>(100)</b>	(76)
Charge d'intérêts	<b>61</b>	111
Augmentation des passifs	<b>38</b>	48
Profit de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(186)</b>	(260)
Autres pertes (profits) de change	<b>38</b>	(30)
Total des charges (produits) de financement	<b>(49)</b>	(131)

**10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Résultat net	<b>1 028</b>	779
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 570</b>	1 561
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	<b>11</b>	15
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	<b>1 581</b>	1 576
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	<b>0,65</b>	0,50
Résultat dilué par action	<b>0,65</b>	0,46

Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une méthode de versement au comptant 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 trésorerie avait l'effet dilutif le plus important pour le trimestre clos le 31 mars 2011 et aucun ajustement au résultat net n'a donc été requis. Pour le trimestre clos le 31 mars 2010, la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait l'effet dilutif le plus important. Une réduction de 47 M\$ a donc été appliquée au résultat net aux fins du calcul du résultat dilué



par action de cette période afin de comptabiliser ces options comme si elles avaient été attribuées dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en actions.

## 11. 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 105 M€ (164 M\$ CA).

Au 31 mars 2011, la Société a classé certains actifs de gaz naturel non essentiels situés dans l'ouest du Canada à titre d'actifs détenus en vue de la vente.

Les actifs et les passifs classés comme détenus en vue de la vente se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	<b>31 mars 2011</b>	31 décembre 2010	1 <sup>er</sup> janvier 2010
<b>Actif</b>			
Actif courant	<b>6</b>	98	—
Immobilisations corporelles, montant net	<b>87</b>	635	—
Exploration et évaluation	<b>1</b>	29	—
Total de l'actif	<b>94</b>	762	—
<b>Passif</b>			
Passif courant	<b>4</b>	98	—
Provisions	<b>31</b>	311	—
Passifs d'impôt différé	—	177	—
Total du passif	<b>35</b>	586	—

Au premier trimestre de 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs pétroliers et gaziers en production dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 M\$ US (502 M\$ CA).

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique (Blueberry et Jedney) pour un produit net de 383 M\$ et celle d'actifs non essentiels situés au centre de l'Alberta (Rosevear et Pine Creek) pour un produit net de 229 M\$.

Au troisième trimestre de 2010, la Société a conclu une vente d'actifs à Trinité-et-Tobago pour un produit net de 378 M\$ US (383 M\$ CA) ainsi que la vente de sa participation dans Petro-Canada Netherlands B.V. pour un produit net de 316 M€ (420 M\$ CA). Elle a aussi conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés au centre-ouest de l'Alberta (Bearberry et Ricinus) pour un produit net de 275 M\$ et celle d'actifs non essentiels situés au sud de l'Alberta (Wildcat Hills) pour un produit net de 351 M\$.

Au quatrième trimestre de 2010, la Société a conclu la vente de certains actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni pour un produit net de 55 M€ (86 M\$ CA).

**12. 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 14)	<b>(267)</b>	<b>(8)</b>	—	—	<b>(275)</b>
Amortissement	—	—	—	<b>(3)</b>	<b>(3)</b>
<b>31 mars 2011</b>	<b>2 752</b>	<b>174</b>	<b>166</b>	<b>52</b>	<b>3 144</b>

Le goodwill acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises a été attribué à des groupes d'UGT des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation. Les immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée acquises dans le cadre de regroupements d'entreprises ont été attribuées à des groupes d'UGT du secteur Raffinage et commercialisation. Les principales hypothèses et la méthode utilisées pour établir la valeur recouvrable des UGT pour lesquelles un montant significatif de goodwill ou d'immobilisations incorporelles a été inscrit sont présentées ci-dessous.

La Société a effectué son dernier test de dépréciation annuel au 31 juillet 2010. Les valeurs recouvrables des UGT du secteur Sables pétrolifères ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de la vente, calculée au moyen de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attendus des UGT. Les principales sources d'information sur les flux de trésorerie sont les plans d'affaires approuvés par les dirigeants de la Société qui ont été élaborés en fonction de facteurs macroéconomiques comme les courbes de prix de référence à terme pour les marchandises, les taux d'inflation et les tendances de l'offre et de la demande dans le secteur. Les flux de trésorerie projetés figurant dans les plans d'affaires ont été mis à jour au besoin afin de tenir compte des appréciations actuelles par le marché des principales hypothèses, notamment les prévisions à long terme concernant les prix des marchandises, les taux d'inflation, les taux de change et les taux d'actualisation propres à l'actif.

Les flux de trésorerie prévisionnels sont aussi fondés sur l'expérience passée, les tendances historiques et les évaluations des réserves et des ressources de la Société effectuées par des tiers en vue d'établir les profils et volumes de production, les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance. Les profils de production et les volumes des réserves sont conformes aux estimations approuvées dans le cadre du processus annuel d'évaluation des réserves et permettent d'établir la durée des flux de trésorerie sous-jacents utilisés aux fins du test par flux de trésorerie actualisés. Les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations associées à la production de ces réserves sont fondées sur l'expérience passée et les caractéristiques spécifiques du gisement.

Les estimations de flux de trésorerie futurs sont ajustées en fonction des risques spécifiques à l'actif et actualisés au moyen de taux d'actualisation après impôt. Le taux d'actualisation est calculé selon le coût du capital moyen pondéré qui est implicite dans des transactions actuelles du marché pour des actifs similaires. Le taux d'actualisation après impôt appliqué aux projections de flux de trésorerie était de 11 % au 31 juillet 2010 (11 % au 1<sup>er</sup> janvier 2010), avec un taux de croissance prudent égal au taux courant d'inflation de 2 % (2 % au 1<sup>er</sup> janvier 2010). Par suite de cette analyse, la direction n'a pas relevé de perte de valeur relativement au secteur opérationnel Sables pétrolifères et au goodwill qui y a été attribué.

**13. IMPÔT SUR LE BÉNÉFICE**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Charge (économie) d'impôt sur le résultat :		
Exigible :		
Canada	19	3
Étranger	397	244
Différé :		
Canada	356	171
Étranger	246	(13)
<b>Total de la charge d'impôt sur le résultat</b>	<b>1 018</b>	<b>405</b>

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

**14. COENTREPRISE AVEC TOTAL**

Le 22 mars 2011, Suncor a conclu l'entente de coentreprise avec Total E&P Company 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 112 M\$ 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.

**15. LIBYE**

En mars 2011, la Société a interrompu sa production et cessé ses activités en Libye en raison de la violence et des troubles politiques qui y règnent.

Au 31 mars 2011, la Société n'avait constaté aucun ajustement par suite d'une perte de valeur de ses actifs en Libye. La Société continue d'évaluer ses actifs en Libye en vue de déterminer une éventuelle dépréciation.

Au 31 mars 2011, la valeur comptable de l'actif net de la Société en Libye était d'environ 900 M\$.

## Sommaire trimestriel des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de 12 mois close le
	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2010
<b>Sables pétrolifères</b>						
<b>Production (kb/j)</b>						
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)	322,1	325,9	306,6	295,5	202,3	283,0
Firebag (kb/j de bitume)	55,2	52,9	50,4	55,7	55,7	53,6
MacKay River (kb/j de bitume)	32,1	32,9	28,8	32,5	31,8	31,5
Syncrude	38,5	37,9	31,7	38,9	32,3	35,2
<b>Ventes (kb/j) (à l'exclusion de Syncrude)</b>						
Brut léger peu sulfureux	101,0	84,5	84,5	99,0	61,0	82,3
Diesel	18,5	12,2	25,8	30,7	12,9	20,4
Brut léger sulfureux	183,0	189,8	165,8	143,1	80,5	145,2
Bitume	23,7	24,9	21,2	37,4	42,3	31,4
<b>Total des ventes</b>	<b>326,2</b>	<b>311,4</b>	<b>297,3</b>	<b>310,2</b>	<b>196,7</b>	<b>279,3</b>
<b>Prix de vente moyen<sup>(1)</sup> (\$/b) (à l'exclusion de Syncrude)</b>						
Brut léger peu sulfureux*	90,47	83,02	75,49	77,55	80,84	79,03
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	79,05	70,29	66,39	68,53	69,53	68,63
Total*	82,59	73,75	68,97	71,41	73,03	71,69
Total	82,59	70,95	67,53	69,79	70,21	69,58
Prix de vente moyen – Syncrude <sup>(1)</sup> (\$/b)	93,33	84,40	78,83	77,32	83,21	80,93
<b>Charges opérationnelles – total des activités (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)</b>						
Charges décaissées	33,00	34,35	32,15	31,45	46,15	35,05
Gaz naturel	3,15	2,30	1,10	3,55	5,40	2,85
Bitume importé	—	0,05	0,05	0,70	2,95	0,75
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>(2)</sup></b>	<b>36,15</b>	<b>36,70</b>	<b>33,30</b>	<b>35,70</b>	<b>54,50</b>	<b>38,65</b>
Frais de démarrage de projets	1,30	0,95	0,70	0,55	0,55	0,70
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>(3)</sup></b>	<b>37,45</b>	<b>37,65</b>	<b>34,00</b>	<b>36,25</b>	<b>55,05</b>	<b>39,35</b>
Amortissement et épusement	8,30	9,15	8,90	15,15	12,10	11,15
<b>Total des charges opérationnelles<sup>(4)</sup></b>	<b>45,75</b>	<b>46,80</b>	<b>42,90</b>	<b>51,40</b>	<b>67,15</b>	<b>50,50</b>
<b>Charges opérationnelles – Syncrude** (\$/b)</b>						
Charges décaissées	35,30	32,85	39,20	28,75	39,60	34,70
Gaz naturel	3,40	3,05	2,75	2,85	4,50	3,25
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>(2)</sup></b>	<b>38,70</b>	<b>35,90</b>	<b>41,95</b>	<b>31,60</b>	<b>44,10</b>	<b>37,95</b>
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>(3)</sup></b>	<b>38,70</b>	<b>35,90</b>	<b>41,95</b>	<b>31,60</b>	<b>44,10</b>	<b>37,95</b>
Amortissement et épusement	20,25	12,55	14,85	11,35	13,70	13,00
<b>Total des charges opérationnelles<sup>(4)</sup></b>	<b>58,95</b>	<b>48,45</b>	<b>56,80</b>	<b>42,95</b>	<b>57,80</b>	<b>50,95</b>
<b>Charges opérationnelles – production de bitume <i>in situ</i> seulement (\$/b)</b>						
Charges décaissées	16,60	16,50	17,15	13,65	12,30	14,85
Gaz naturel	5,40	4,80	5,25	5,05	7,05	5,55
<b>Charges opérationnelles décaissées<sup>(5)</sup></b>	<b>22,00</b>	<b>21,30</b>	<b>22,40</b>	<b>18,70</b>	<b>19,35</b>	<b>20,40</b>
Frais de démarrage de projets	4,20	3,35	2,50	1,45	0,95	2,05
<b>Total des charges opérationnelles décaissées<sup>(6)</sup></b>	<b>26,20</b>	<b>24,65</b>	<b>24,90</b>	<b>20,15</b>	<b>20,30</b>	<b>22,45</b>
Amortissement et épusement	5,65	5,55	5,90	4,70	5,05	5,30
<b>Total des charges opérationnelles<sup>(7)</sup></b>	<b>31,85</b>	<b>30,20</b>	<b>30,80</b>	<b>24,85</b>	<b>25,35</b>	<b>27,75</b>

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

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

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de 12 mois close le
	<b>31 mars 2011</b>	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2010
<b>Exploration et Production</b>						
<b>Production totale</b> (kbep/j)	<b>240,7</b>	261,8	297,2	299,5	330,0	296,9
<b>Amérique du Nord (terrestre)</b>						
<b>Production</b>						
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>379</b>	407	500	536	649	522
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	<b>5,4</b>	5,1	7,6	8,3	14,0	8,8
Production brute totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	<b>411</b>	438	546	586	733	575
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup>						
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,72</b>	3,38	3,71	3,46	5,32	4,04
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	<b>77,85</b>	71,02	60,16	72,73	66,07	67,06
<b>Côte Est du Canada</b>						
<b>Production</b> (kb/j)						
Terra Nova	<b>16,9</b>	19,0	17,2	27,2	29,6	23,2
Hibernia	<b>29,2</b>	30,9	32,3	30,1	30,2	30,9
White Rose	<b>18,9</b>	13,0	16,8	13,3	14,8	14,5
	<b>65,0</b>	62,9	66,3	70,6	74,6	68,6
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup> (\$/b)	<b>104,01</b>	87,12	78,78	76,88	78,69	80,20
<b>International</b>						
<b>Production</b> (kbep/j)						
<i>Mer du Nord</i>						
Buzzard	<b>50,3</b>	55,6	58,6	49,3	58,6	55,5
Autres – Mer du Nord	<b>15,4</b>	18,7	25,2	22,7	27,5	23,5
<i>Autres – International</i>						
Libye	<b>24,1</b>	34,7	35,4	35,4	35,4	35,2
Syrie	<b>17,4</b>	16,9	16,5	12,8	—	11,6
Trinité-et-Tobago	<b>—</b>	—	4,2	11,1	11,7	6,7
	<b>107,2</b>	125,9	139,9	131,3	133,2	132,5
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup> (\$/bep)						
Buzzard	<b>94,12</b>	85,46	75,60	78,57	72,36	77,91
Autres – Mer du Nord	<b>111,88</b>	82,77	79,40	72,01	76,10	78,16
Autres – International	<b>91,92</b>	83,06	70,22	64,98	59,81	70,39

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

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

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de 12 mois close le
	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2010
<b>Raffinage et commercialisation</b>						
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>						
<b>Ventes de produits raffinés</b> (milliers de m <sup>3</sup> /j)						
Carburants de transport						
Essence	21,1	22,9	22,5	22,5	21,0	22,2
Distillats	13,4	13,7	11,7	12,5	12,3	12,4
Total des ventes de carburants de transport	34,5	36,6	34,2	35,0	33,3	34,6
Produits pétrochimiques	2,3	2,4	2,5	2,8	2,2	2,5
Asphalte	1,7	2,4	3,7	3,0	1,8	2,7
Autres	6,1	5,3	6,0	6,0	4,3	5,5
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>44,6</b>	<b>46,7</b>	<b>46,4</b>	<b>46,8</b>	<b>41,6</b>	<b>45,3</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>						
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	33,1	29,7	30,7	30,6	31,0	30,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	87	90	90	91	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	17,0	18,3	19,9	19,2	18,1	18,9
Distillats	20,8	23,2	17,4	16,3	16,9	18,5
Total des ventes de carburants de transport	37,8	41,5	37,3	35,5	35,0	37,4
Asphalte	0,5	0,9	1,5	1,5	1,2	1,3
Autres	2,0	2,0	3,7	5,2	4,4	3,8
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>40,3</b>	<b>44,4</b>	<b>42,5</b>	<b>42,2</b>	<b>40,6</b>	<b>42,5</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>						
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	35,3	36,5	36,6	31,7	33,5	34,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	101	101	87	92	95

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

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

(non audité)

	Trimestres clos les					Période de 12 mois close le
	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2010
<b>Produits nets</b>						
<b>Amérique du Nord (terrestre) (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>						
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	4,72	4,47	4,63	4,94	6,29	5,21
Redevances	(0,44)	(0,44)	(0,54)	(0,12)	(1,02)	(0,56)
Frais de transport	(0,20)	(0,32)	(1,04)	(0,55)	(0,34)	(0,56)
Charges opérationnelles	(1,49)	(1,72)	(1,44)	(1,45)	(1,32)	(1,47)
Produits opérationnels nets	2,59	1,99	1,61	2,82	3,61	2,62
<b>Côte Est du Canada (\$/b)</b>						
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	105,84	89,35	81,06	78,99	80,79	82,38
Redevances	(32,04)	(29,17)	(25,49)	(28,45)	(28,78)	(27,99)
Frais de transport	(1,83)	(2,23)	(2,28)	(2,11)	(2,10)	(2,18)
Charges opérationnelles	(8,14)	(7,57)	(6,80)	(6,08)	(6,38)	(6,68)
Produits opérationnels nets	63,83	50,38	46,49	42,35	43,53	45,53
<b>Mer du Nord – Buzzard (\$/b)</b>						
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	96,09	87,30	77,43	80,35	74,19	79,73
Frais de transport	(1,97)	(1,84)	(1,83)	(1,78)	(1,83)	(1,82)
Charges opérationnelles	(3,50)	(2,80)	(2,90)	(3,57)	(3,09)	(3,07)
Produits opérationnels nets	90,62	82,66	72,70	75,00	69,27	74,84
<b>Mer du Nord – Autres (\$/bep)</b>						
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	114,25	85,73	81,13	75,47	79,10	80,86
Frais de transport	(2,37)	(2,96)	(1,73)	(3,46)	(3,00)	(2,70)
Charges opérationnelles	(19,60)	(16,45)	(13,59)	(21,00)	(12,58)	(15,60)
Produits opérationnels nets	92,28	66,32	65,81	51,01	63,52	62,56
<b>International – Autres (\$/bep)</b>						
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	92,28	82,74	70,54	65,36	60,20	70,59
Redevances	(64,12)	(18,37)	(30,30)	(30,06)	(32,55)	(30,67)
Frais de transport	(0,36)	0,32	(0,32)	(0,38)	(0,39)	(0,20)
Charges opérationnelles	(5,21)	(6,38)	(4,49)	(6,85)	(2,85)	(5,13)
Produits opérationnels nets	22,59	58,31	35,43	28,07	24,41	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 ainsi que les produits 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 bitume de tiers. 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 – total des activités 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 – total des activités 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 des activités. 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 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.

### Abréviations

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

### Conversion au système métrique

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





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