



TROISIÈME TRIMESTRE DE 2011

Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 septembre 2011

Résultats du troisième trimestre de Suncor Énergie : La production exceptionnelle tirée des sables pétrolifères se traduit par un résultat opérationnel et des flux de trésorerie records

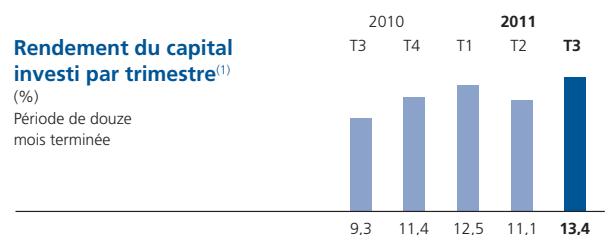
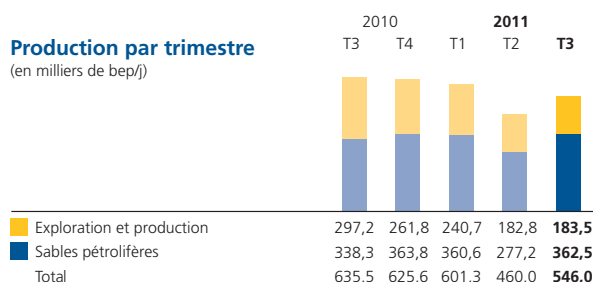
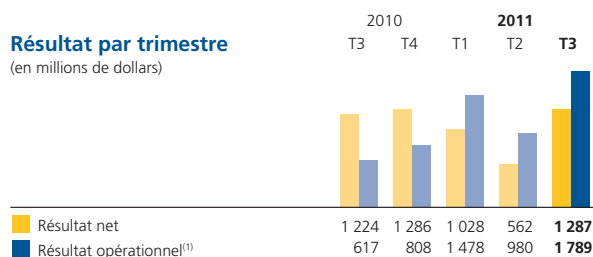
Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens (\$ CA), à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document n'ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR »). Pour une description de ces mesures financières non définies par les PCGR, il convient de se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 1^{er} novembre 2011 (le « rapport de gestion »). Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat net de 1,287 G\$ pour le troisième trimestre de 2011 (0,82 \$ par action ordinaire), en comparaison d'un résultat net de 1,224 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2010.

Le résultat opérationnel⁽¹⁾, qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas représentatifs du rendement opérationnel, a presque triplé pour atteindre un record de 1,789 G\$ (1,14 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 617 M\$ (0,39 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2010. Cette hausse est principalement attribuable à la hausse des prix moyens réalisés en amont, à l'accroissement des marges de raffinage en aval et à une augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles⁽¹⁾ se sont hissés à un sommet jamais atteint de 2,721 G\$ (1,73 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2011, contre 1,630 G\$ (1,04 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2010. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont entraîné la hausse du résultat opérationnel.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) ont augmenté au troisième trimestre de 2011 pour atteindre un niveau moyen record de 326 600 barils par jour (b/j), comparativement à 306 600 b/j au troisième trimestre de 2010.



(1) Mesures financières hors 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 hors PCGR » du rapport de gestion.

La production totale en amont de Suncor s'est chiffrée en moyenne à 546 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 635 500 bep/j au troisième trimestre de 2010. La diminution des volumes de production s'explique par la cession d'actifs non essentiels en 2010 et en 2011, les problèmes opérationnels à Buzzard et l'arrêt de la production en Libye, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la production record du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude).

« Après avoir réalisé de façon sécuritaire d'importantes activités de maintenance au deuxième trimestre, Suncor a affiché les flux de trésorerie et le résultat opérationnel trimestriels les plus élevés qu'elle ait jamais connus, grâce à la production record tirée du secteur Sables pétrolifères et à la fiabilité de notre secteur Raffinage et commercialisation », a déclaré Rick George, président et chef de la direction. « Voilà qui montre bien la solidité de l'entreprise et permet de constater la capacité de notre modèle d'affaires intégré de générer des rendements supérieurs en tirant parti des écarts de prix du brut en amont et des marges des activités en aval. »

Les charges opérationnelles décaissées⁽¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) se sont établies à 36,60 \$ par baril au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 33,30 \$ par baril au troisième trimestre de 2010. Cette progression est attribuable à la hausse des charges opérationnelles décaissées totales par suite des travaux de maintenance à une unité d'hydrogène, des activités de reconditionnement de puits pour l'exploitation *in situ* et de l'intensification des activités minières *in situ*, ces facteurs ayant été en partie compensés par l'incidence d'une augmentation des volumes de production au cours du trimestre.

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude lui a rapporté un volume de production moyen de 35 900 b/j pour le troisième trimestre de 2011, en comparaison de 31 700 b/j pour le trimestre correspondant de 2010.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 183 500 bep/j au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 297 200 bep/j au troisième trimestre de 2010. Le recul de la production s'explique principalement par les cessions d'actifs non essentiels réalisées au cours de la dernière année, une production supplémentaire d'environ 60 000 bep/j ayant été tirée de ces actifs au troisième trimestre de 2010, l'arrêt de la production en Libye et les problèmes opérationnels à Buzzard.

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a continué d'enregistrer un résultat et des flux de trésorerie de premier quartile, les ventes de produits raffinés ayant totalisé en moyenne 90 700 mètres cubes par jour (m³/j) pour le troisième trimestre de 2011, en comparaison de 88 900 m³/j pour le troisième trimestre de 2010. Les quatre raffineries de la Société ont affiché un taux d'utilisation de 97 % au cours du trimestre.

« Le formidable travail qu'ont accompli les membres de notre personnel et les entrepreneurs à l'égard du système de gestion de l'excellence opérationnelle de Suncor nous a permis d'améliorer la fiabilité dans l'ensemble de l'entreprise », explique M. George. « Bien qu'il reste du travail à faire, nous prévoyons que ces efforts assidus se traduiront par des résultats solides et soutenus. »

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 de croissance du troisième 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.

Les installations de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag de Suncor sont presque complètement opérationnelles. La production de pétrole a commencé à la première plateforme d'exploitation et les installations de

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

traitement centrales produisent de la vapeur et traitent l'eau et les fluides. La Société prévoit atteindre la pleine capacité de production au deuxième semestre de 2013. Par suite de l'augmentation de la production à la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag, de l'achèvement récent des travaux de maintenance planifiés à Firebag et à MacKay River et de l'ajout de puits intercalaires à Firebag, la production *in situ* a dépassé les 100 000 b/j pour la première fois à la fin d'octobre.

La construction des infrastructures, des installations de traitement centralisé, des installations de cogénération et de deux plateformes d'exploitation se poursuit à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag. De plus, une partie de l'infrastructure requise pour la quatrième phase d'agrandissement a été construite dans le cadre de la troisième phase. La Société prévoit commencer la production à la quatrième phase vers la fin du premier trimestre de 2013. La capacité de production cible des troisième et quatrième phases de l'agrandissement est de 62 500 barils de bitume par jour.

Au troisième trimestre, la Société a achevé la construction et amorcé la mise en service de l'unité d'hydrogène du projet Millennium Naphta Unit (MNU). L'unité d'hydrotraitement du projet MNU devrait être achevée avant la fin de l'exercice.

« L'achèvement des nouvelles unités d'hydrogène et d'hydrotraitement du projet MNU et le redémarrage réussi de l'une de nos usines d'hydrogène nous donneront énormément de souplesse pour accroître notre production de pétrole peu sulfureux », explique M. George. « Cela nous permettra éventuellement d'optimiser notre marge bénéficiaire sur les barils de produits de sables bitumineux traités. »

Du côté des activités du secteur Exploration et production en mer du Nord, le plan préliminaire de mise en valeur des champs relativement à la mise en valeur de la zone Golden Eagle dans la partie de la mer du Nord se trouvant au large du Royaume-Uni (R.-U.), qui comprend des installations autonomes conçues pour générer une production brute de 70 000 bep/j, a été approuvé par le U.K. Department of Energy and Climate Control. La Société prévoit que la production commencera à la fin de 2014. Suncor détient une participation de 26,69 % dans ce projet de mise en valeur. Aux installations de Buzzard, les taux de production se sont considérablement améliorés en octobre par rapport aux taux moyens de l'exercice, en raison surtout de l'achèvement des travaux de maintenance planifiés et de la mise en service de la quatrième plateforme, qui a permis d'assurer la production de tous les puits.

Du côté des autres activités à l'étranger du secteur Exploration et production, la transition à un nouveau gouvernement en Libye s'est traduite par la levée d'un certain nombre de sanctions qui avaient une incidence sur les activités de Suncor dans le pays. La Société fait preuve d'un optimisme prudent à l'égard d'une reprise des activités alors qu'elle élabore un plan de reprise et collabore avec son partenaire de coentreprise, qui travaille à remettre la production en marche. À l'heure actuelle, l'évaluation de la Société concernant la dépréciation des actifs en Libye n'a pas changé.

Par suite des événements en Syrie, de nouvelles sanctions ont été annoncées au cours du trimestre, interdisant, entre autres choses, l'achat de la production de pétrole syrien ou de nouveaux investissements dans le secteur pétrolier syrien. Les sanctions actuellement en vigueur n'ont pas d'incidence sur la production et la vente de gaz naturel du projet Ebla, lequel n'est pas exporté mais contribue à répondre à la demande en énergie au pays. Suncor continue de se conformer aux modalités de toutes les sanctions applicables à ses activités et est consciente des préoccupations qui existent à l'égard des événements en Syrie. Elle continue de surveiller attentivement l'évolution des tensions et prend toutes les précautions nécessaires pour assurer la sécurité de son personnel. Suncor estime que le fait d'embaucher du personnel syrien, de perfectionner les compétences en Syrie et de produire du gaz naturel en vue de générer de l'électricité pour la consommation intérieure lui permet d'apporter une contribution positive à la Syrie, à condition que le travail puisse être effectué de façon responsable. Pour s'en assurer, Suncor met l'accent sur la responsabilité sociale liée au fait d'exercer des activités dans un territoire où sévit un conflit.

Du côté des activités du secteur Côte Est du Canada, White Rose mène un projet pilote dans le but de recueillir des données supplémentaires sur le champ West White Rose, qui fait partie des projets d'extension de White Rose. Le premier de deux puits d'essai a été achevé au troisième trimestre de 2011, l'injection d'eau devant commencer à la fin de 2011. Le programme prolongé de maintenance à quai qui devait être entrepris à Terra Nova en 2011 a été reporté en 2012 afin que les plans visant à remédier aux problèmes liés à la présence de sulfure d'hydrogène puissent être mis en œuvre.

parallèlement à l'exécution de ces travaux. En octobre, la Société a procédé à un arrêt de maintenance qui devrait durer quatre semaines à Terra Nova, pendant lequel la production sera complètement arrêtée.

Dans le domaine de l'énergie renouvelable, l'aménagement du projet éolien de Wintering Hills d'une capacité de production de 88 MW situé dans le sud de l'Alberta se poursuit à un coût en deçà du budget et en avance sur l'échéancier. Les activités du troisième trimestre ont porté principalement sur l'édification et la mise en service de turbines et la remise en état de terrain. Le projet produit actuellement de l'électricité et devrait fonctionner à pleine capacité d'ici la fin de novembre. La Société détient une participation de 70 % dans ce projet.

En septembre, la Société a mis en place un plan visant le rachat de ses actions ordinaires jusqu'à concurrence d'une valeur de 500 M\$, indiquant ainsi sa confiance dans sa valeur sous-jacente malgré les récentes ventes massives de son action sur les marchés boursiers. La Société a racheté environ 6,4 millions d'actions aux termes de ce plan depuis sa mise en place le 6 septembre, remettant ainsi plus de 180 M\$ aux actionnaires. De l'avis de la Société, la décision d'affecter de la trésorerie au rachat d'actions n'aura pas d'incidence sur sa stratégie de croissance à long terme.

Prévisions

Suncor a modifié les prévisions qu'elle a publiées le 28 juillet 2011. Les principaux changements présentés ci-après comprennent ce qui suit :

- Le rétrécissement de la fourchette de production pour le secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) rend compte du rendement opérationnel au terme des travaux de maintenance planifiés au deuxième trimestre de 2011.
- Le changement de la composition des ventes de pétrole (sulfureux/peu sulfureux) rend compte des travaux de maintenance réalisés au troisième trimestre de 2011 à une usine d'hydrogène, lesquels ont réduit la capacité du secteur Sables pétrolifères de produire du brut synthétique peu sulfureux pendant la période de maintenance.
- La révision à la hausse des prévisions de production du secteur Côte Est du Canada rend compte du rendement opérationnel pendant les neuf premiers mois de 2011.
- La révision à la baisse des prévisions de production du secteur International rend compte des travaux de maintenance non planifiés à Buzzard au troisième trimestre de 2011.

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.

	Perspectives pour l'exercice 2011 formulées en date du 28 juillet 2011	Perspectives pour l'exercice 2011 mises à jour en date du 3 novembre 2011	Résultats réels pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011
Production totale de Suncor (bep/j)	520 000 – 570 000	530 000 – 560 000	535 900
Sables pétrolifères⁽¹⁾			
Production (b/j)	280 000 – 310 000	300 000 – 310 000	297 400
Ventes			
Diesel	8 %	8 %	7 %
Peu sulfureux	33 %	29 %	26 %
Sulfureux	55 %	56 %	58 %
Bitume	4 %	7 %	9 %
Prix obtenus pour les ventes prévues de pétrole brut	WTI à Cushing moins 5,50 \$ CA à 6,50 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 5,50 \$ CA à 6,50 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 7,68 \$ le baril
Charges opérationnelles décaissées ⁽²⁾	39 \$ à 43 \$ par baril	39 \$ à 41 \$ par baril	40,40 \$ par baril
Synchrude			
Production (b/j)	35 000 – 37 000	35 000 – 37 000	36 100
Amérique du Nord (activités terrestres)			
Production (Mpi ³ e/j)	370 – 410	380 – 400	396
Gaz naturel	92 %	92 %	92 %
Pétrole brut et liquides	8 %	8 %	8 %
Côte Est du Canada			
Production (bep/j)	58 000 – 65 000	64 000 – 70 000	66 400
International			
Production (bep/j)	80 000 – 90 000	68 000 – 76 000	70 000
Pétrole brut et liquides	82 %	81 %	80 %
Gaz naturel	18 %	19 %	20 %

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

(2) Le montant estimatif des charges opérationnelles décaissées est calculé selon les hypothèses suivantes : i) volumes de production et composition des ventes comme ils sont présentés dans le tableau ci-dessus et ii) prix du gaz naturel moyen de 3,50 \$ le gigajoule à AECCO. Les charges opérationnelles décaissées constituent une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Résultat opérationnel⁽¹⁾⁽²⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net, montant déjà établi	1 287	1 224	2 877	2 543
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	533	(220)	317	(120)
(Profit) perte sur cessions importantes ⁽³⁾	(31)	(492)	97	(805)
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt sur le résultat différé ⁽⁴⁾	—	—	442	—
Pertes de valeur et sorties ⁽⁵⁾	—	52	514	208
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés ⁽⁶⁾	—	(28)	—	(185)
Modification des pourcentages de participation dans Terra Nova ⁽⁷⁾	—	4	—	20
Modification de la méthode d'évaluation du bitume ⁽⁸⁾	—	17	—	42
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion ⁽⁹⁾	—	38	—	62
Frais de fusion et d'intégration	—	22	—	61
Résultat opérationnel	1 789	617	4 247	1 826

- (1) Le résultat opérationnel n'est pas une mesure financière 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 hors PCGR » du rapport de gestion.
- (2) La Société a retraité le résultat opérationnel de la période précédente pour tenir compte du basculement aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») et de l'annulation de certains ajustements apportés au résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- (3) Les cessions importantes effectuées au cours des neuf premiers mois de 2011 se composent de la cession partielle des participations de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills ainsi que la vente d'actifs non essentiels situés dans l'Ouest canadien et la partie britannique de la mer du Nord. Pour les neuf premiers mois de 2010, les cessions importantes comprenaient la vente d'actifs à Trinité-et-Tobago, aux Pays-Bas, dans la partie britannique de la mer du Nord et dans les Rocheuses américaines, de même que la cession de plusieurs biens de gaz naturel dans l'Ouest canadien.
- (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) L'ajustement de 2011 rend compte de la perte de valeur des actifs en Libye. L'ajustement de 2010 rend compte essentiellement de la perte de valeur d'actifs au R.-U. qui étaient détenus en vue de la vente et de la sortie de matériel d'extraction et d'équipement minier du secteur Sables pétrolifères.
- (6) Les ajustements correspondent aux variations de la juste valeur des dérivés importants sur le pétrole brut utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des profits et des pertes constatés au règlement de ces derniers. 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 cours des neuf premiers mois de 2011, la Société ne détenait aucun dérivé important sur le pétrole brut aux fins de la gestion des risques.
- (7) 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.
- (8) L'ajustement reflète 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^{er} janvier 2009 et le 31 décembre 2010.
- (9) Les ajustements sont liés aux engagements relatifs au transport par pipeline que la Société a jugé défavorables par suite de la cession de certains actifs non essentiels du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), à la sortie de certains biens non prouvés du secteur Exploration et production, aux changements apportés à la provision relativement à l'abandon du projet d'unité de cokéfaction de la raffinerie de Montréal, à un forage improductif en Libye et à d'autres estimations de coûts associés aux contrats d'exploration et de partage de production en Libye.

Mises en garde, hypothèses et facteurs de risque

Les rubriques relatives à la mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation et aux 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 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.

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

Les autres hypothèses ayant servi à établir les perspectives pour l'exercice 2011, qui sont intégrées par renvoi dans le présent document, peuvent être obtenues à l'adresse www.suncor.com/guidance. Les facteurs susceptibles d'influer sur les prévisions de Suncor pour 2011 comprennent les suivants, sans en exclure d'autres :

- L'approvisionnement en bitume. Une diminution temporaire de la teneur commerciale du minerai qui devrait avoir une incidence sur les activités d'extraction des douze prochains mois, 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 mis en service 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 production, 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, comme l'arrêt de quatre semaines prévu à Terra Nova, étaient touchés par des événements imprévus ou n'avaient pas effectivement lieu.
- Une baisse du prix des marchandises pourrait nous forcer à revoir à la baisse nos prévisions de production ou nos projets de dépenses en immobilisations.
- Les activités menées à l'étranger. Les activités que Suncor exerce à l'étranger ainsi que les actifs utilisés pour les besoins de ces activités sont exposés à plusieurs risques d'ordre politique, économique et socio-économique. L'agitation civile qui sévit en Syrie pourrait avoir une incidence sur les activités de Suncor dans ce pays.

RAPPORT DE GESTION

Le 1^{er} novembre 2011

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités au 30 septembre 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 (la « 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, à www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com.

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

Table des matières

1. Mises en garde	8
2. Faits saillants du troisième trimestre	10
3. Aperçu de Suncor	12
4. Information financière consolidée	14
5. Résultats sectoriels et analyse	20
6. Mise à jour des dépenses en immobilisations	39
7. Situation financière et situation de trésorerie	41
8. Données financières trimestrielles	45
9. Autres éléments	46
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	51
11. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	57

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, 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. Ces normes sont conformes au cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

En date du 1^{er} janvier 2011, la Société a adopté les IFRS pour l'établissement de ses états financiers consolidés et a appliqué les exigences d'IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière ». Auparavant, la Société établissait ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada en vigueur avant le 1^{er} 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. L'incidence de la transition aux IFRS sur les états financiers de la Société présentés antérieurement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010 est décrite dans les notes annexes des états financiers consolidés intermédiaires non audités. L'incidence de la transition aux IFRS sur les états financiers de la Société présentés antérieurement pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 ainsi que sur l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 sont présentés dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011. Les chiffres comparatifs qui figurent dans le présent rapport de gestion

relativement aux résultats de 2009 de Suncor ont été établis selon le référentiel comptable antérieur, et ni IFRS 1 ni les Autorités canadiennes en valeurs mobilières n'exigent que ces chiffres soient retraités pour les rendre conformes aux IFRS.

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

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi (le « RCI ») et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du résultat opérationnel, 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 sous-rubrique « Sables pétrolifères » de la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » 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. Elles ne doivent toutefois pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR.

Abréviations courantes

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

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	barils	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour	C.-B.	Colombie-Britannique
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	£	Livres sterling
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	€	Euros
<u>Secteurs financier et des affaires</u>			
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	T3	Trimestre clos le 30 septembre
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel		
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	CUM	Cumul annuel jusqu'à ce jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour	WCS	Western Canadian Select
m ³	mètres cubes		
m ³ /j	mètres cubes par jour		
MW	mégawatts		

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.

Le 1^{er} 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^{er} août 2009 pris collectivement avec les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en Mpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure Mpi³e, 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 kpi³ 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.

2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

• Résultats records en ce qui a trait au résultat opérationnel et aux flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles.

- Le résultat net consolidé s'est établi à 1,287 G\$ pour le troisième trimestre de 2011, en comparaison de 1,224 G\$ pour le troisième trimestre de 2010. Le résultat net du troisième trimestre de 2011 a souffert de l'incidence des pertes latentes subies au moment de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains.
- Le résultat opérationnel⁽¹⁾ du troisième trimestre de 2011 s'est établi à 1,789 G\$, en comparaison de 617 M\$ pour le troisième trimestre de 2010. Cette amélioration s'explique principalement par l'augmentation des prix réalisés moyens en amont et des marges de raffinage en aval, par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères et par le recouvrement d'une partie de la charge de rémunération fondée sur des actions. Il s'agit là du résultat opérationnel trimestriel le plus élevé de l'histoire de Suncor.
- Le RCI⁽¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est élevé à 13,4 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2011, en comparaison de 9,3 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2010.

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

- Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles⁽¹⁾ se sont établis à 2,721 G\$ au troisième trimestre de 2011, contre 1,630 G\$ au troisième trimestre de 2010. Il s'agit là du montant le plus élevé de flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles enregistré par Suncor pour un trimestre.
- La dette nette s'établissait à 7,7 G\$ au 30 septembre 2011, en baisse par rapport à celle de 11,3 G\$ inscrite au 31 décembre 2010.
- **La production tirées des sables pétrolifères et des activités de raffinage se relève après la réalisation de travaux de maintenance fructueux au deuxième trimestre.**

Après avoir mené, au deuxième trimestre de 2011, les plus importants travaux de maintenance planifiés de l'histoire de Suncor, le secteur Sables pétrolifères a établi un nouveau record grâce à une production moyenne de 326,6 kb/j (à l'exclusion de Syncrude) pour le troisième trimestre de 2011, laquelle a généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 1,285 G\$. De plus, la composition des ventes de brut peu sulfureux/sulfureux s'est améliorée au cours du trimestre, principalement en raison du redémarrage réussi de l'une des usines de production d'hydrogène de la Société.

Le débit de traitement du brut des raffineries de Suncor s'est chiffré en moyenne à 68 500 m³/j au troisième trimestre de 2011 (taux d'utilisation de 97 %), en comparaison de 58 900 m³/j (taux d'utilisation de 84 %) au deuxième trimestre de 2011, au cours duquel d'importants travaux de maintenance planifiés avaient été menés à trois des quatre raffineries. Le secteur Raffinage et commercialisation a contribué à hauteur de 611 M\$ aux flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du troisième trimestre de 2011.

- **D'importants projets de croissance atteignent le stade de la production.**

La troisième phase d'agrandissement de Firebag est presque terminée. La première plateforme d'exploitation produit du pétrole, tandis que les installations de traitement centralisé produisent de la vapeur et traitent de l'eau et des fluides.

Au cours du troisième trimestre de 2011, la Société a achevé les travaux de construction de l'usine d'hydrogène de la Millennium Naphta Unit (MNU) et a procédé à sa mise en service.

- **Mise à jour relative aux récents événements en Libye et en Syrie.**

Au cours du trimestre, la transition vers un nouveau gouvernement en Libye s'est traduite par la levée de plusieurs des sanctions touchant les activités de Suncor dans ce pays. La Société manifeste un optimisme prudent quant à la reprise de ses activités en Libye, et elle élabore actuellement un plan de retour axé sur la sûreté et la sécurité de son personnel. À ce jour, il n'y a eu aucun changement à l'évaluation par la Société de la dépréciation de ses actifs en Libye.

En réponse aux récents événements qui se sont produits en Syrie, de nouvelles sanctions ont été annoncées au cours du trimestre. Ces sanctions interdisent entre autres d'acheter la production pétrolière syrienne et de réaliser de nouveaux investissements dans l'industrie pétrolière syrienne. Pour l'heure, ces sanctions ne compromettent pas gravement les activités menées par la Société dans ce pays; toutefois, Suncor est consciente des préoccupations liées aux événements en cours en Syrie. Elle accorde la priorité non seulement aux nombreuses mesures préventives mises en place pour assurer la sûreté et la sécurité de son personnel, mais aussi à la responsabilité sociale qu'elle se doit d'assumer en se livrant à des activités dans une région touchée par un conflit.

- **Suncor annonce un programme de rachat d'actions.**

En septembre, Suncor a lancé un programme de rachat visant à racheter une tranche d'au plus 500 M\$ de ses actions ordinaires. Au cours du troisième trimestre de 2011, elle a racheté 5,0 millions d'actions ordinaires et a remis 141 M\$ aux actionnaires. En octobre, elle a racheté une tranche supplémentaire de 1,4 million d'actions ordinaires et a remis un

montant supplémentaire de 40 M\$ aux actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que cette décision d'affecter des liquidités au rachat d'actions ait des répercussions sur sa stratégie de croissance à long terme.

3. APERÇU DE SUNCOR

Suncor 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, 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 également la vente de bitume lorsque la conjoncture du marché s'y prête ou que les conditions opérationnelles le justifient. Le secteur Sables pétrolifères comprend la participation de la Société dans la coentreprise d'exploitation et de valorisation de sables pétrolifères de Syncrude et des participations dans d'autres projets de croissance importants, notamment les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et le projet de l'usine de valorisation Voyageur.

EXPLORATION ET PRODUCTION

- En janvier 2011, Suncor a intégré ses secteurs International et extracôtier et Gaz naturel dans son secteur Exploration et production, qui comprend les activités extracôtières de la côte Est du Canada et de la mer du Nord et les activités terrestres en Amérique du Nord, en Libye et en Syrie :
 - Le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) de Suncor détient diverses participations directes 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 l'unité du 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 autres licences extracôtières en Norvège et au R.-U.
 - En Syrie, la Société mène des activités aux termes de contrats de partage de la production (« CPP ») visant principalement le 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 la production (« CEPP »), qui sont une forme de CPP, la Société mène un projet conjoint de mise en valeur de champs pétrolifères dans le bassin Sirte. La Société n'a pas repris ses activités en Libye au cours du troisième trimestre de 2011.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

- Le secteur Raffinage et commercialisation comprend deux activités clés :
 - Les activités de raffinage et d'approvisionnement de Suncor comprennent le raffinage du pétrole brut, qu'elle transforme en divers produits pétroliers et pétrochimiques dans des raffineries situées à Edmonton (Alberta), à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario) au Canada, ainsi qu'à Commerce City (Colorado) aux États-Unis. De plus, Suncor détient et exploite une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario), laquelle fabrique, mélange et commercialise des produits de haute qualité vendus à l'échelle mondiale. Les autres actifs comprennent des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.
 - Les activités de commercialisation de Suncor comprennent la vente de produits pétroliers raffinés et de lubrifiants à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société au Canada et au Colorado, exploitées sous sa marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau national de relais routiers commerciaux au Canada et d'un circuit de vente de produits en vrac.

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

- 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 cinq projets d'énergie éolienne en exploitation et un projet supplémentaire presque achevé, ainsi que l'usine d'éthanol de St. Clair (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 et les produits et sous-produits pétroliers raffinés, et en l'utilisation de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.

4. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers et opérationnels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net				
Sables pétrolifères	837	413	1 813	1 036
Exploration et production	420	681	22	1 552
Raffinage et commercialisation	479	159	1 419	452
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(449)	(29)	(377)	(497)
Total	1 287	1 224	2 877	2 543
Résultat opérationnel⁽¹⁾				
Sables pétrolifères	837	402	1 902	1 034
Exploration et production	389	283	986	918
Raffinage et commercialisation	479	159	1 419	430
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	84	(227)	(60)	(556)
Total	1 789	617	4 247	1 826
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles⁽¹⁾				
Sables pétrolifères	1 285	779	3 155	1 981
Exploration et production	801	769	2 066	2 377
Raffinage et commercialisation	611	330	2 040	928
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	24	(248)	(165)	(762)
Total	2 721	1 630	7 096	4 524
Volumes de production (kbep/j)				
Sables pétrolifères	362,5	338,3	333,5	302,9
Exploration et production	183,5	297,2	202,4	308,9
Total	546,0	635,5	535,9	611,8

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

Résultat net

Le résultat net de Suncor pour le troisième trimestre de 2011 s'est établi à 1,287 G\$, contre 1,224 G\$ au troisième trimestre de 2010. Le résultat net de Suncor pour les neuf premiers mois de 2011 s'est établi à 2,877 G\$, contre 2,543 G\$ pour les neuf premiers mois de 2010. Le résultat net a varié en raison surtout des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel et qui sont décrits plus loin dans la présente rubrique. D'autres facteurs ont contribué à la

variation du résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2011 par rapport à celui inscrit pour les neuf premiers mois de 2010, notamment les suivants :

- La Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US de 533 M\$ pour le troisième trimestre de 2011 et de 317 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011. En comparaison, elle avait comptabilisé un profit de change latent après impôt sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US de 220 M\$ pour le troisième trimestre de 2010 et de 120 M\$ pour les neuf premiers mois de 2010.
- Au cours des neuf premiers mois de 2011, la Société a vendu des actifs, ce qui a donné lieu à une perte après impôt de 97 M\$, composée d'une perte de 89 M\$ découlant de la cession partielle de participations dans l'usine de valorisation Voyageur et le projet Fort Hills et d'une perte de 8 M\$ découlant de la vente d'actifs non essentiels du secteur Exploration et production. Au cours des neuf premiers mois de 2010, la Société avait vendu d'autres actifs non essentiels de son secteur Exploration et production, ce qui avait donné lieu à un profit après impôt de 805 M\$.
- Au deuxième trimestre de 2011, la Société a comptabilisé des pertes de valeur de 514 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard d'actifs liés à ses activités en Libye dont l'exploitation a cessé au début de mars 2011. Au cours des neuf premiers mois de 2010, la Société avait comptabilisé une sortie après impôt de 141 M\$ se rapportant à du matériel utilisé dans le cadre d'un nouveau processus d'exploitation et d'extraction qui a finalement été abandonné, ainsi que des pertes de valeur après impôt de 52 M\$ relativement à des actifs non essentiels au Royaume-Uni qui étaient détenus en vue de la vente.
- Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a annoncé une hausse du taux d'imposition des profits pétroliers et gaziers provenant d'activités menées dans la mer du Nord. Par suite de cette hausse, le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au résultat de Suncor au Royaume-Uni est passé de 50 % à 59,3 % en 2011, et il passera à 62 % pour les exercices subséquents. Par conséquent, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une augmentation de la charge d'impôt différé de 442 M\$.
- Au cours des neuf premiers mois de 2010, le secteur Sables pétrolifères avait comptabilisé un profit latent après impôt de 185 M\$ lié à la variation de la juste valeur d'instruments dérivés sur marchandises conclus au cours d'exercices précédents dans le but de gérer la volatilité des prix de vente pour sa production.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 1,789 G\$ au troisième trimestre de 2011, contre 617 M\$ au troisième trimestre de 2010. Les facteurs positifs qui ont influé sur le résultat opérationnel du troisième trimestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010 comprennent les suivants :

- Les prix moyens réalisés pour le pétrole brut ont été considérablement plus élevés au troisième trimestre de 2011, en raison de la hausse marquée des prix de référence du WTI et du Brent.
- Les marges de raffinage ont été plus élevées au troisième trimestre de 2011, favorisées par les hausses significatives des marges de craquage 3-2-1 de référence.
- La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour atteindre 362,5 kb/j, comparativement à 338,3 kb/j, en raison principalement de l'accroissement de la production tirée des activités d'exploitation minière et d'extraction et des répercussions des travaux de maintenance planifiés sur la production dérogée pour la période correspondante de l'exercice précédent.
- Les charges opérationnelles ont diminué en raison essentiellement d'un recouvrement après impôt de 186 M\$ de la charge de rémunération fondée sur des actions attribuable à la baisse du cours de l'action ordinaire de la Société. Les

charges opérationnelles du troisième trimestre de 2010 comprenaient une charge de rémunération fondée sur des actions après impôt de 85 M\$. L'incidence du recouvrement de 186 M\$ comptabilisé au troisième trimestre de 2011 sur les différents secteurs de la Société s'est répartie comme suit : 70 M\$ pour le secteur Sables pétrolifères; 52 M\$ pour le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations; 48 M\$ pour le secteur Raffinage et commercialisation; et 16 M\$ pour le secteur Exploration et production.

- Les charges financières ont diminué au troisième trimestre de 2011. Suncor a inscrit à l'actif une plus grande proportion de ses coûts d'emprunt, ce qui s'explique essentiellement par l'incorporation de montants liés à l'usine de valorisation Voyageur et aux projets Fort Hills et Joslyn qui a suivi la conclusion de transactions avec Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») au premier trimestre de 2011.
- Les charges de redevances ont diminué au troisième trimestre de 2011, par suite essentiellement de l'arrêt de la production en Libye.

Ces facteurs positifs ont été atténués par les facteurs suivants :

- Les volumes de production du secteur Exploration et production ont diminué, passant de 297,2 kbep/j à 183,5 kbep/j, en raison principalement des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011, de l'arrêt de la production en Libye et de pannes non planifiées à Buzzard.

Pour les neuf premiers mois de 2011, le résultat opérationnel consolidé s'est établi à 4,247 G\$, contre 1,826 G\$ pour la période correspondante de 2010. Les prix moyens réalisés pour le pétrole brut et les marges de raffinage ont été considérablement plus élevés pour les neuf premiers mois de 2011 que pour la période correspondante de 2010. La production en amont s'est élevée en moyenne à 535 900 bep/j pour les neuf premiers mois de 2011, contre 611 800 bep/j pour la période correspondante de 2010. Une augmentation de 10 % de la production du secteur Sables pétrolifères, attribuable principalement aux améliorations opérationnelles touchant les activités d'exploitation minière et d'extraction, a été neutralisée par les baisses de production enregistrées dans le secteur Exploration et production par suite des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011, de l'arrêt de la production en Libye, de pannes non planifiées à Buzzard et de problèmes liés à la présence de sulfure d'hydrogène (H₂S) à Terra Nova.

Rapprochement du résultat opérationnel consolidé ^{(1), (2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net présenté	1 287	1 224	2 877	2 543
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	533	(220)	317	(120)
(Profit) perte sur cessions importantes ⁽³⁾	(31)	(492)	97	(805)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁽⁴⁾	—	—	442	—
Pertes de valeur et sorties ⁽⁵⁾	—	52	514	208
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés ⁽⁶⁾	—	(28)	—	(185)
Nouvelle détermination des participations directes dans Terra Nova ⁽⁷⁾	—	4	—	20
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume ⁽⁸⁾	—	17	—	42
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion ⁽⁹⁾	—	38	—	62
Frais de fusion et d'intégration	—	22	—	61
Résultat opérationnel	1 789	617	4 247	1 826

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

(2) La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

(3) Les cessions importantes réalisées durant les neuf premiers mois de 2011 se composent de la cession partielle des participations de la Société dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills ainsi que de la vente d'actifs non essentiels dans l'Ouest canadien et la partie britannique de la mer du Nord. Au cours des neuf premiers mois de 2010, les principales cessions comprenaient la vente d'actifs à Trinidad et Tobago, dans les zones néerlandaise et britannique de la mer du Nord et dans les Rocheuses américaines, et la vente de nombreux actifs gaziers dans l'Ouest canadien.

(4) Ajustements apportés à l'impôt différé de la Société par suite de la hausse du taux d'imposition britannique des profits tirés d'activités pétrolières et gazières en mer du Nord.

(5) L'ajustement de 2011 rend compte de la perte de valeur des actifs en Libye. L'ajustement de 2010 rend compte essentiellement de la perte de valeur d'actifs au R.-U. qui étaient détenus en vue de la vente et de la sortie de matériel d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétrolifères.

(6) Les ajustements représentent les variations de la juste valeur des dérivés importants sur le pétrole brut utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des profits et des pertes réalisés dont la comptabilisation a lieu au moment du règlement final de ces dérivés. La Société détient aussi des dérivés moins importants aux fins de la gestion des risques pour lesquels elle n'ajuste pas le résultat net. Au cours des neuf premiers mois de 2011, la Société ne détenait aucun dérivé important sur le pétrole brut aux fins de la gestion des risques.

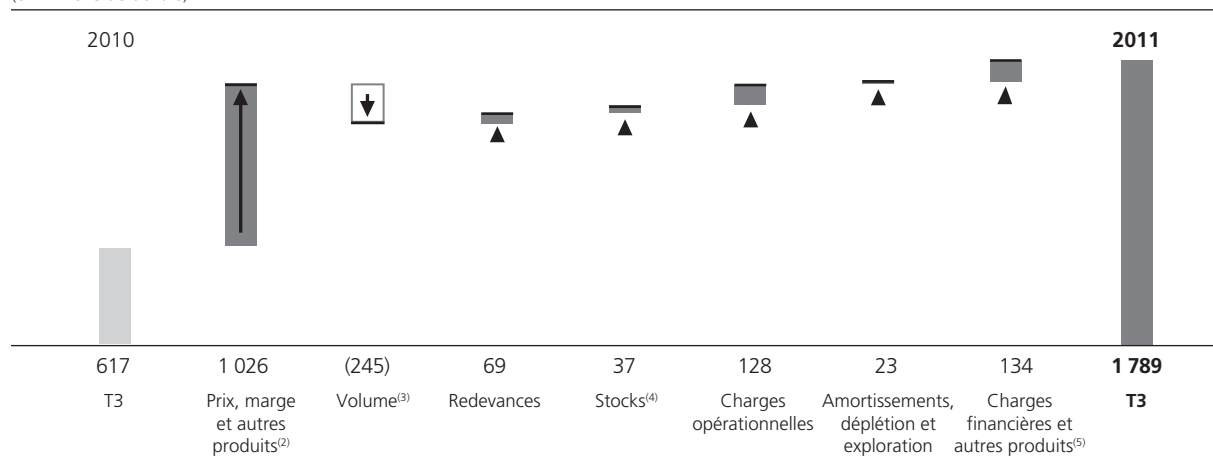
(7) Ajustement découlant du règlement intervenu au quatrième trimestre de 2010 relativement à la nouvelle détermination des participations directes dans le champ pétrolifère Terra Nova.

(8) L'ajustement reflète l'incidence d'un recouvrement de redevances comptabilisé au quatrième trimestre de 2010 par suite de la modification par le gouvernement de l'Alberta du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire comprise entre le 1^{er} janvier 2009 et le 31 décembre 2010.

(9) Ajustements au titre d'engagements relatifs au transport par pipeline que la Société a jugés défavorables en raison de la cession de certains actifs non essentiels du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), de la sortie de certains biens non prouvés du secteur Exploration et production, de changements apportés à la provision relativement à l'abandon du projet d'unité de cokéfaction de la raffinerie de Montréal, d'un forage improductif en Libye et d'autres estimations des coûts associés au CEPP en Libye.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé⁽¹⁾

(en millions de dollars)



- (1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent les incidences des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif portant sur le résultat opérationnel qui précède le rapprochement du résultat opérationnel consolidé figurant dans la présente rubrique du rapport de gestion. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.
- (2) Comprend les prix réalisés avant redevances et déduction faite de certains coûts de transport, des marges de raffinage et de commercialisation, des autres produits opérationnels et de l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.
- (3) Calculé en fonction des volumes de production en amont et du volume des ventes du secteur Raffinage et commercialisation.
- (4) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume des actifs en amont en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- (5) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés provenant des activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,721 G\$ au troisième trimestre de 2011, comparativement à 1,630 G\$ au troisième trimestre de 2010. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles pour les neuf premiers mois de 2011 se sont chiffrés à 7,096 G\$, comparativement à 4,524 G\$ pour la période correspondante de 2010. Cette progression s'explique principalement par l'augmentation des prix réalisés en amont, des marges de raffinage et de la production du secteur Sables pétrolifères.

Contexte commercial

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

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/baril	89,75	102,55	94,10	85,20	76,20	78,05	78,70	76,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	113,40	117,30	104,95	86,50	76,85	78,30	76,25	74,55
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	14,80	14,05	15,65	10,85	9,35	10,45	6,50	5,25
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA /baril	92,50	103,85	88,40	80,70	74,90	75,50	80,95	77,25
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/baril	17,65	17,65	22,85	18,10	15,65	14,00	9,05	12,10
Condensat à Edmonton	\$ US/baril	101,65	112,40	98,35	85,70	74,50	82,70	84,65	74,40
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,70	3,75	3,80	3,60	3,50	3,85	5,35	4,25
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	36,45	29,25	19,40	12,20	9,60	12,50	7,95	5,55
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	33,30	29,70	16,45	9,20	10,15	11,05	5,65	4,15
Portland, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	36,50	29,35	21,40	13,50	16,60	15,50	8,55	5,95
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ⁽¹⁾	\$ US/baril	33,10	27,30	18,50	8,50	8,60	11,20	7,70	4,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	1,02	1,03	1,01	0,99	0,96	0,97	0,96	0,94
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,95	1,04	1,03	1,01	0,97	0,94	0,98	0,96

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

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 troisième trimestre de 2011 pour atteindre 89,75 \$ US le baril, comparativement à 76,20 \$ US le baril au troisième trimestre de 2010. Le prix du WTI a considérablement diminué au troisième trimestre de 2011, atteignant un plancher de 80 \$ US le baril à la fin de septembre. Au troisième trimestre de 2011, les prix réalisés par Suncor pour le brut synthétique peu sulfureux ont été nettement plus élevés que ceux réalisés pour le WTI.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix réalisé est influencé par les variations des prix de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le brut canadien au pair à Edmonton et le WCS à Hardisty, mais peut aussi varier en fonction d'autres circonstances qui déterminent les ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks. Comme le WTI, le cours du brut canadien au pair à Edmonton a aussi considérablement diminué au troisième trimestre de 2011, mais est demeuré plus élevé qu'au troisième trimestre de 2010.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas pour en faire du pétrole brut synthétique est mélangée avec un diluant afin de faciliter la livraison aux clients par le système de pipelines. Les prix nets réalisés par Suncor pour le bitume sont donc influencés par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton). Les prix moyens réalisés pour le bitume au troisième trimestre de 2011 ont avoisiné ceux réalisés au troisième trimestre de 2010. Malgré la hausse du cours du WTI et des écarts léger/lourd constants pour le WCS, les prix réalisés pour le bitume sont demeurés stables en raison essentiellement de la hausse du prix du diluant. Le diluant provient principalement des installations de valorisation et de raffinage de la Société, mais l'achat de diluant auprès de tiers peut être nécessaire en cas d'interruptions de la production. La qualité du bitume et les ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks peuvent aussi influencer sur les prix réalisés pour le bitume.

Le prix réalisé par Suncor pour la production provenant du large de la côte Est du Canada, de la mer du Nord et des autres actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du brut Brent. Au troisième trimestre de 2011, le cours du brut Brent s'est établi en moyenne à 113,40 \$ US le baril, ce qui est nettement supérieur au cours moyen de 76,85 \$ US le baril enregistré au troisième trimestre de 2010. Le brut Brent a aussi continué de faire l'objet d'une prime

notable par rapport au WTI, s'élevant en moyenne à 23,65 \$ US le baril au troisième trimestre de 2011, soit une hausse de près de 10 \$ US le baril par rapport au deuxième trimestre de 2011.

Le prix réalisé par Suncor pour la production de gaz naturel 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 3,70 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2011, soit un prix légèrement plus élevé que le prix de référence AECO moyen de 3,50 \$ le kpi³ enregistré au troisième 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 brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et du distillat, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux qui indiquent à quel moment les raffineries plus perfectionnées peuvent dégager des marges supérieures en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier, puisque leur calcul est basé sur le WTI. Au troisième trimestre de 2011, les marges de certaines raffineries de Suncor ont souffert de la hausse du cours du pétrole brut Brent et synthétique par rapport à celui du WTI. Les marges spécifiques à certaines raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, par la configuration de la raffinerie et par les marchés de vente des produits raffinés propres à la zone d'approvisionnement de la raffinerie.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises 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. Au troisième trimestre de 2011, le taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien s'est chiffré à 1,02, en hausse par rapport à celui du troisième trimestre de 2010. Le dollar canadien s'est toutefois déprécié considérablement à la fin du troisième trimestre de 2011, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien s'établissant à 0,95 à la fin de cette période.

5. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Produits bruts	3 304	2 438	9 475	6 858
Moins les redevances	(237)	(290)	(521)	(542)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	3 067	2 148	8 954	6 316
Résultat net	837	413	1 813	1 036
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	837	402	1 902	1 034
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ⁽¹⁾	1 285	779	3 155	1 981

(1) Mesures financières 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 la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net et le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères se sont tous deux élevés à 837 M\$ pour le troisième trimestre de 2011, tandis qu'un résultat net de 413 M\$ et un résultat opérationnel de 402 M\$ avaient été inscrits pour le troisième trimestre de 2010. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 1,285 G\$ pour le troisième trimestre de 2011, en comparaison de 779 M\$ pour le troisième trimestre de 2010. Ces augmentations découlent essentiellement de l'accroissement des marges qui a résulté de la hausse des prix réalisés et des volumes de production.

Résultat opérationnel

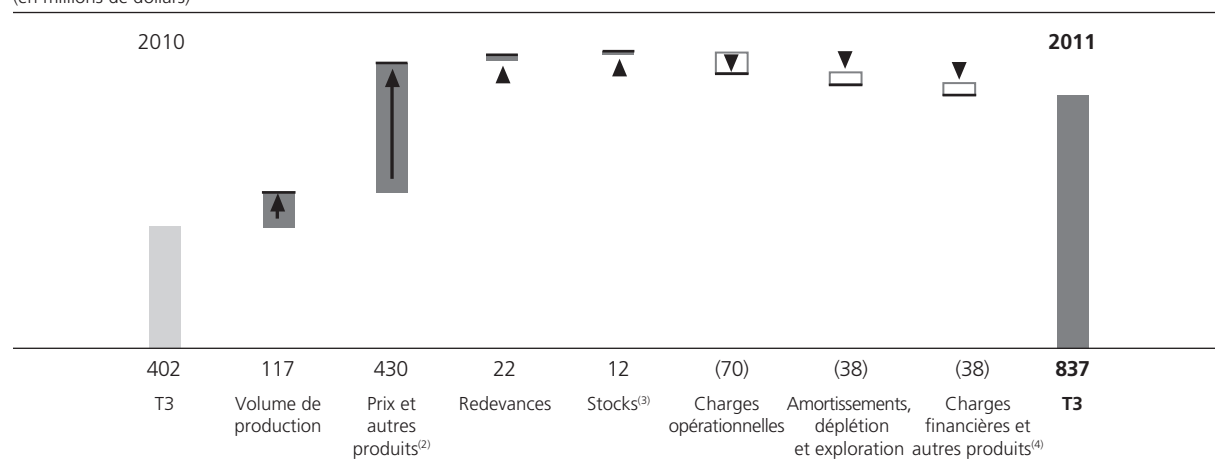
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Résultat net présenté	837	413	1 813	1 036
Perte liée à des cessions importantes	—	—	89	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	(28)	—	(185)
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume	—	17	—	42
Pertes de valeur et sorties	—	—	—	141
Résultat opérationnel⁽¹⁾	837	402	1 902	1 034

(1) Mesure financière hors PCGR. La Société a retraité le résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel des périodes précédentes. 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⁽¹⁾

(en millions de dollars)



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

(2) Comprend les prix réalisés avant redevances et déduction faite des coûts de transport connexes, des autres produits opérationnels et de l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.

- (3) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- (4) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes de production

(en kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Production (à l'exclusion de Syncrude)	326,6	306,6	297,4	268,6
Production de Syncrude	35,9	31,7	36,1	34,3
Total	362,5	338,3	333,5	302,9

Les volumes de production (à l'exclusion de Syncrude) ont augmenté au troisième trimestre de 2011, s'établissant en moyenne à un niveau record de 326,6 kb/j, comparativement à 306,6 kb/j au troisième trimestre de 2010. La production du troisième trimestre de 2011 tient compte d'une production mensuelle record, soit la production de 336,2 kb/j dégagée pour juillet. Cette augmentation des volumes de production comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent s'explique principalement par les améliorations opérationnelles qui ont été apportées aux activités d'exploitation minière et d'extraction de la Société, ainsi que par l'incidence des travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 2 qui avaient été effectués en septembre 2010 et qui avaient eu pour effet de restreindre la disponibilité de l'usine.

En septembre 2011, la production a subi les contrecoups de travaux de maintenance supplémentaires effectués à l'usine de valorisation 1 en vue de remettre à neuf une unité de cokéfaction. Ces travaux étaient initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2011. En outre, tel qu'il était escompté, le front de taille de Millennium a atteint une zone où le minerai de bitume est de qualité inférieure. La Société s'attend à ce que cette zone ait une incidence défavorable sur l'exploitation minière au cours des 12 prochains mois, après quoi la qualité du minerai rencontré devrait retrouver le niveau précédemment observé.

Les volumes moyens de production de bitume *in situ* ont été de 83,8 kb/j au troisième trimestre de 2011, contre 79,2 kb/j au troisième trimestre de 2010. La production de Firebag s'est établie à 54,8 kb/j, en hausse de 4,4 kb/j comparativement à celle du troisième trimestre de 2010, principalement en raison de l'incidence des travaux de maintenance planifiés qui avaient été exécutés aux installations de traitement centralisé au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. La production de Firebag a toutefois légèrement fléchi par rapport à celle enregistrée pour les six premiers mois de 2011, ce qui s'explique par les travaux de maintenance planifiés et les inspections réglementaires menés à l'égard de deux plateformes de puits en septembre. La Société prévoit dégager une production accrue des installations de Firebag au cours des trimestres à venir, grâce à l'accélération de la cadence de production qui résultera de l'agrandissement de la phase 3 et au creusage récent de puits intercalaires dans les gisements existants.

La production moyenne de MacKay River s'est établie à 29,0 kb/j au troisième trimestre de 2011, ce qui correspond essentiellement à la production moyenne de 28,8 kb/j enregistrée au troisième trimestre de 2010. La Société prévoit que l'entrée en production de nouveaux puits au cours du quatrième trimestre de 2011 et du premier trimestre de 2012 compensera la déplétion naturelle des réserves.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a augmenté pour atteindre 35,9 kb/j au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 31,7 kb/j au troisième trimestre de 2010. Bien que les travaux de maintenance planifiés aient réduit la production au cours des deux trimestres, la production du troisième trimestre de 2011 s'est accrue en raison

d'une plus grande disponibilité des installations de valorisation, qui avaient connu des interruptions imprévues au cours du troisième trimestre de 2010.

Prix réalisés et volume des ventes

(tous les chiffres excluent Syncrude, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Prix réalisé moyen ^{(1),(2)} (\$/baril)	85,09	67,53	85,67	69,05
Prix réalisé moyen par rapport au WTI ^{(1),(2)} (\$ CA/baril)	(2,87)	(11,66)	(7,68)	(11,38)
Volume des ventes (kb/j)	329,7	297,3	299,6	268,5
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	34/66	37/63	33/67	39/61
Prix réalisé moyen – Syncrude ⁽¹⁾ (\$/baril)	98,35	78,83	100,80	79,79

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

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

Le volume des ventes s'est accru au troisième trimestre de 2011 comparativement au troisième trimestre de 2010, en raison principalement de l'accroissement de la production. Le pourcentage des ventes de brut peu sulfureux/sulfureux au troisième trimestre de 2011 s'est révélé moins élevé qu'au troisième trimestre de 2010, en raison surtout des travaux de maintenance liés au redémarrage de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 qui ont été effectués au cours du trimestre. Il s'est cependant révélé plus élevé que pour les six premiers mois de 2011. La Société prévoit que la capacité de valorisation secondaire fournie par ses unités d'hydrogène et d'hydrotraitement se stabilisera au cours des prochains trimestres, alors que la production d'hydrogène supplémentaire de la MNU lui procurera une certaine souplesse durant la réalisation des travaux de maintenance planifiés aux unités de valorisation secondaire des deux usines de valorisation qu'elle prévoit exécuter en 2012.

Le prix moyen réalisé par Suncor pour les ventes de sa production (à l'exclusion de Syncrude) s'est élevé à 85,09 \$ le baril (WTI moins 2,87 \$ le baril) au troisième trimestre de 2011, comparativement à 67,53 \$ le baril (WTI moins 11,66 \$ le baril) au troisième trimestre de 2010. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'augmentation des prix de référence du pétrole brut. Le prix moyen réalisé pour les ventes relativement au WTI a augmenté en raison principalement de l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique peu sulfureux. De même, le prix moyen réalisé par Suncor pour la production de Syncrude a été plus élevé au troisième trimestre de 2011 qu'au troisième trimestre de 2010, grâce notamment à l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique peu sulfureux par rapport au WTI.

Redevances

Les redevances ont été moins élevées au troisième trimestre de 2011 qu'à la période correspondante de 2010, principalement en raison de l'augmentation des dépenses liées à des projets d'immobilisations admissibles à des redevances (principalement le projet TROM^C) et de l'encaissement, au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, d'indemnités d'assurance relatives à l'incendie d'une usine de valorisation en février 2010, qui étaient assujetties à des redevances. Cette diminution des redevances a été en partie contrebalancée par l'augmentation générale des prix réalisés et par la hausse des redevances à MacKay River, qui a atteint le stade de la rentabilité en novembre 2010.

Stocks

Le niveau des stocks du secteur Sables pétrolifères n'a pas fluctué de façon importante au cours du troisième trimestre de 2011, bien que la Société ait reconstitué ses stocks de produits peu sulfureux conséquemment à la remise en service d'unités de valorisation secondaire. Au cours du troisième trimestre de 2010, la Société avait accumulé des stocks principalement en raison des contraintes logistiques liées à une interruption des activités d'unités de valorisation secondaire et des perturbations du service sur le pipeline d'Enbridge.

Rapprochement des charges opérationnelles décaissées

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont accrues, s'établissant en moyenne à 36,60 \$ au troisième trimestre de 2011, contre 33,30 \$ au troisième trimestre de 2010, l'incidence de la hausse du total des charges opérationnelles décaissées (+5,50 \$/b) étant partiellement contrebalancée par un accroissement de la production (−2,20 \$/b). Si les charges opérationnelles décaissées par baril du troisième trimestre de 2011 avoisinent celles du premier trimestre de 2011, elles sont inférieures à celles du deuxième trimestre de 2011, au cours duquel la Société avait procédé à d'importants travaux de maintenance planifiés qui avaient entraîné un fléchissement de la production totale.

Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, s'établissant à 1,104 G\$ au troisième trimestre de 2011, contre 939 M\$ au troisième trimestre de 2010. Les coûts de valorisation se sont accrus, en raison principalement de travaux de maintenance liés au redémarrage de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1. Les coûts d'extraction minière ont été plus élevés, en raison surtout de la hausse des coûts de main-d'œuvre, de location et de réparation qui a découlé de l'accroissement de la production tirée des activités minières. Les charges opérationnelles décaissées à l'égard des activités *in situ* ont augmenté en raison des frais de reconditionnement de paires de puits à MacKay River et à Firebag, des travaux de maintenance planifiés à Firebag et de la hausse des coûts de main-d'œuvre associés aux nouvelles infrastructures mises en place aux fins de l'agrandissement de Firebag.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 178	1 066	3 751	3 267
Moins les charges opérationnelles liées à Syncrude	(135)	(127)	(393)	(364)
Moins les autres coûts non liés à la production ⁽¹⁾	36	(6)	(133)	(138)
Autres ajustements ⁽²⁾	25	6	63	126
Charges opérationnelles décaissées ⁽³⁾	1 104	939	3 288	2 891
Charges opérationnelles décaissées ⁽³⁾ (\$ par baril)	36,60	33,30	40,40	39,45

- (1) Les autres coûts importants non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de rémunération fondée sur des actions et les coûts liés au report de projets de croissance.
- (2) Les autres ajustements comprennent l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks, l'augmentation des passifs liés aux provisions de restauration et de remise en état et le coût du diluant acheté.
- (3) Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR, que l'on obtient en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux – mesure conforme aux PCGR – en fonction des charges qui, de l'avis de la direction, ne se rattachent pas à la production des actifs du secteur Sables pétrolifères exploités par Suncor. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles de Syncrude ont été plus élevées au troisième trimestre de 2011 qu'au troisième trimestre de 2010, en raison principalement de l'augmentation des coûts du combustible diesel, laquelle s'explique par la hausse des prix et de la consommation globale, et de l'augmentation des coûts liés à la maintenance périodique.

Les autres charges opérationnelles du secteur Sables pétrolifères ont diminué au troisième trimestre de 2011, en raison surtout d'un recouvrement de la charge de rémunération fondée sur des actions attribuable à la baisse du cours de l'action de la Société et de la baisse des coûts liés au report de projets de croissance. Cette baisse a été en partie contrebalancée par la hausse des frais de démarrage de projets qui a découlé de l'intensification des activités liées à l'agrandissement des phases 3 et 4 de Firebag et de la mise en service du projet MNU. La Société continue d'engager des coûts relativement à la remobilisation de certains projets de croissance qui avaient été mis en veilleuse durant la période de ralentissement économique de la fin de 2008 et du début de 2009. Les coûts avant impôt liés à la mise en veilleuse se sont élevés à 19 M\$ au troisième trimestre de 2011 et à 37 M\$ au troisième trimestre de 2010. Les coûts de mise en veilleuse comprennent les coûts liés au maintien en bon état du matériel et des installations des projets mis en veilleuse, ainsi que les coûts liés à la remobilisation du matériel et de la main-d'œuvre.

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

Les autres produits ont diminué au troisième trimestre de 2011 par rapport à ceux du troisième trimestre de 2010, en raison principalement du produit d'assurance reçu de la société d'assurance captive de Suncor au troisième trimestre de 2010 relativement à l'incendie survenu à une usine de valorisation en février 2010.

Résultats des neuf premiers mois de 2011

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est élevé à 1,813 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011, contre 1,036 G\$ pour la période correspondante de 2010. Le résultat net de 2011 tient compte d'une perte après impôt de 89 M\$ liée à la vente à Total E&P de participations partielles dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet Fort Hills. Le résultat net de 2010 avait été favorisé par des profits liés à la variation de la juste valeur d'instruments dérivés sur marchandises conclus à des fins de gestion des risques, mais avait souffert de la sortie de matériel minier et d'extraction qui avait été utilisé dans le cadre d'un nouveau processus d'extraction que la Société avait finalement décidé d'abandonner.

Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 1,902 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011, en hausse par rapport au résultat opérationnel de 1,034 G\$ inscrit pour la période correspondante de 2010. Cette progression est essentiellement attribuable à l'augmentation de l'ensemble des prix réalisés et des volumes de production, en partie contrebalancée par l'incidence négative de la composition des ventes de brut peu sulfureux/sulfureux. Pour les neuf premiers mois de 2011, les volumes de production (Syncrude compris) du secteur Sables pétrolifères se sont établis en moyenne à 333,5 kb/j, contre 302,9 kb/j pour la période correspondante de 2010. L'augmentation des volumes en 2011 est attribuable aux améliorations opérationnelles touchant les activités d'exploitation minière et d'extraction de la Société ainsi qu'à l'incidence défavorable sur les volumes de 2010 des deux incendies survenus à des usines de valorisation à la fin de 2009 et au début de 2010. Pour les neuf premiers mois de 2011, la production de pétrole peu sulfureux a représenté 33 % du volume des ventes (exclusion faite de Syncrude), contre 39 % pour la période correspondante de 2010. La production a fléchi presque tout au long des neuf premiers mois de 2011 en raison essentiellement de pannes et de travaux de maintenance non planifiés aux unités de valorisation secondaire de l'usine de valorisation 1.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 3,155 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011, contre 1,981 G\$ pour la période correspondante de 2010. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel. L'incidence

favorable de ces facteurs a cependant été atténuée par la hausse des dépenses relatives aux activités de restauration et de remise en état.

Travaux de maintenance planifiés

Au troisième trimestre de 2011, la Société a mené des travaux à l'égard de deux unités de cokéfaction dans le cadre de son programme de maintenance continue, faisant progresser les travaux sur une autre unité de cokéfaction qui devaient initialement avoir lieu au quatrième trimestre de 2011. La Société a également mené à bien des travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines aux installations de traitement centrales de MacKay River. Cette période de maintenance a chevauché les troisième et quatrième trimestres.

Les travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines menés à Syncrude devraient être achevés au cours de la première semaine de novembre.

Ententes avec Total E&P

Au premier trimestre de 2011, Suncor a conclu, avec Total E&P, des transactions qui comprenaient des plans visant à faire progresser le projet de l'usine de valorisation Voyageur et à mener, en collaboration avec d'autres coentrepreneurs, des activités de mise en valeur liés aux projets d'exploitation de sables pétrolifères de Fort Hills et de Joslyn. Suncor prévoit que l'usine de valorisation Voyageur et le projet Fort Hills entreront en production en 2016, suivis du projet Joslyn en 2017 et 2018.

En contrepartie de l'acquisition d'une participation de 49 % dans le projet d'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 des transactions, soit le 1^{er} janvier 2011, Total E&P a versé à Suncor 2,662 G\$ (déduction faite des coûts de transaction). Suncor a comptabilisé une perte après impôt de 89 M\$ à l'égard de la cession partielle de ses actifs, qui comprend une réduction de 267 M\$ du goodwill attribué par la Société aux participations cédées. 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 versé 842 M\$ à Total E&P.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Produits bruts	1 542	1 664	4 880	5 264
Moins les redevances	(303)	(326)	(1 032)	(1 085)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	1 239	1 338	3 848	4 179
Résultat net	420	681	22	1 552
Résultat opérationnel ⁽¹⁾	389	283	986	918
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ⁽¹⁾	801	769	2 066	2 377

(1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté ci-après. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter 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 un résultat net de 420 M\$ au troisième trimestre de 2011, comparativement à un résultat net de 681 M\$ au troisième trimestre de 2010. Le résultat net du troisième trimestre de 2011 tient compte d'un profit après impôt de 31 M\$ lié à la cession d'actifs, tandis que le résultat net du troisième trimestre de 2010 comprenait des profits après impôt de 492 M\$ liés à des cessions d'actifs. Le résultat net du troisième trimestre de 2010 tenait également compte de pertes de valeur après impôt de 52 M\$ inscrites relativement à des actifs non essentiels au R.-U. qui ont été vendus plus tard en 2010 et au cours du premier trimestre de 2011, de même que d'un ajustement après impôt de 38 M\$ se rapportant aux pertes estimées sur les engagements relatifs au pipeline de gaz naturel comptabilisés à titre de contrats déficitaires.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est chiffré à 389 M\$ au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 283 M\$ au troisième trimestre de 2010. La hausse du résultat opérationnel découle principalement de l'augmentation des prix moyens réalisés et de la diminution des charges opérationnelles et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion qui a été enregistrée par suite des cessions d'actifs réalisées en 2010 et en 2011. L'incidence favorable de ces facteurs a toutefois été atténuée par la diminution des volumes de production et la hausse du taux d'imposition effectif sur les profits réalisés au Royaume-Uni.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 801 M\$ pour le troisième trimestre de 2011, contre 769 M\$ pour le troisième trimestre de 2010. Cette hausse découle essentiellement de l'augmentation des prix réalisés, en partie contrebalancée par la diminution des volumes de production.

Résultat opérationnel

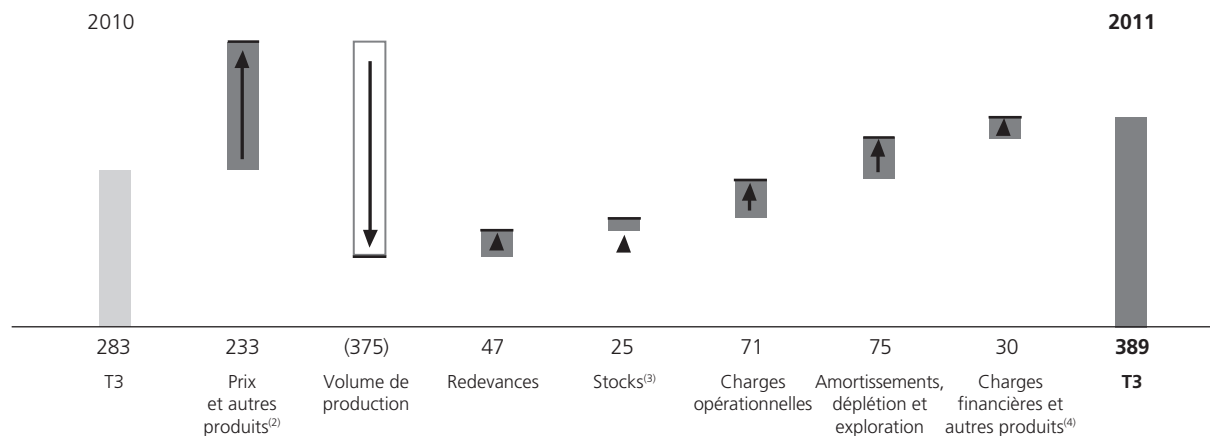
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Résultat net présenté	420	681	22	1 552
(Profit) perte sur les cessions importantes	(31)	(492)	8	(805)
Pertes de valeur et sorties	—	52	514	67
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	442	—
Nouvelle détermination des participations directes dans Terra Nova	—	4	—	20
Ajustements de provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	38	—	84
Résultat opérationnel⁽¹⁾	389	283	986	918

(1) Mesure financière hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel⁽¹⁾

(en millions de dollars)



- (1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent les incidences des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués en détail dans le texte descriptif qui suit immédiatement cette analyse de rapprochement. Cette analyse de rapprochement est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.
- (2) Comprend les prix réalisés avant redevances et déduction faite des coûts de transport connexes, les autres produits opérationnels et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.
- (3) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- (4) Ce facteur tient également compte de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de la variation des taux d'imposition effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2011	2010	2011	2010
Production totale (kbep/j)	183,5	297,2	202,4	308,9
Côte Est du Canada (kb/j)	69,1	66,3	66,4	70,4
Mer du Nord (kbep/j)	33,1	83,8	43,9	80,7
Autres – International (kbep/j)	18,8	56,1	26,1	54,3
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi ³ e/j)	375	546	396	621

Au large de la côte Est du Canada, les fermetures partielles de certains puits en raison de la présence de H₂S ont continué de nuire à la production de Terra Nova. Au troisième trimestre de 2011, la production de Terra Nova a augmenté de 2,2 kb/j comparativement au troisième trimestre de 2010, au cours duquel la Société avait effectué des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines. L'achèvement d'un nouveau puits de production au début du troisième trimestre de 2011 a accru les taux de production de Terra Nova. Les travaux de maintenance qui avaient été planifiés pour le troisième trimestre de 2011 ont été reportés au début du quatrième trimestre en vue de faciliter la réception du navire requis pour la mise en œuvre de mesures préliminaires visant à remédier à la présence de H₂S. La Société s'attend à ce que la production de Terra Nova demeure inférieure à celle de 2010 pendant le reste de l'année 2011 et jusqu'au début du deuxième semestre de 2012, soit jusqu'au moment où elle compte entreprendre un

programme étendu de maintenance à quai durant lequel elle terminera les activités entreprises pour remédier à la présence d'H₂S. Quant à la production de White Rose, elle a augmenté de 0,9 kb/j comparativement à celle du troisième trimestre de 2010, en raison surtout de la hausse de la production provenant de la portion North Amethyst des unités d'extension de White Rose. De son côté, la production d'Hibernia pour le troisième trimestre de 2011 correspond essentiellement à celle du troisième trimestre de 2010.

L'unité d'extension sud d'Hibernia a produit ses premiers volumes au cours du deuxième trimestre de 2011. Pour l'heure, Suncor ne prévoit pas de production accrue ou soutenue pour cette unité avant la réalisation de nouveaux forages de développement et l'entrée en production des infrastructures sous-marines, attendue d'ici 2014.

La production issue de la mer du Nord s'est repliée de 50,7 kbep/j au troisième trimestre de 2011 comparativement au trimestre correspondant de 2010, alors qu'une diminution de 25,5 kbep/j a été enregistrée à Buzzard. La production de Buzzard pour le troisième trimestre de 2011 a subi les contrecoups des contraintes de production qui ont résulté de l'interruption du service d'un pipeline d'un tiers et de l'instabilité de la cadence de production qui a été enregistrée pendant la période de reprise qui a suivi la réalisation, en juillet, de travaux de maintenance non planifiés. La production de Buzzard a également souffert d'autres arrêts de production imprévus qui ont coïncidé avec la mise en service de la quatrième plateforme. L'exploitant de Buzzard a laissé savoir à Suncor qu'elle devait s'attendre à voir la production grimper au quatrième trimestre de 2011 pour revenir essentiellement au niveau de production précédent de 60 kbep/j, mais qu'elle devait aussi s'attendre à une certaine variabilité des taux de production. La production issue de la mer du Nord pour le troisième trimestre de 2010 incluait aussi une production de 25,2 kbep/j provenant d'actifs non essentiels situés dans les zones de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni et aux Pays-Bas dont la Société s'est départie en 2010 et en 2011.

La production du secteur Autres – International a diminué au troisième trimestre de 2011 comparativement au trimestre correspondant de 2010, principalement en raison de l'arrêt de la production en Libye, qui s'était établie en moyenne à 35,4 kbep/j au troisième trimestre de 2010, et de la cession, au troisième trimestre de 2010, des actifs de Trinidad et Tobago de la Société, dont elle avait tiré une production de 4,2 kbep/j en moyenne pour ce trimestre. La production provenant de la Syrie a augmenté légèrement, principalement en raison d'une nouvelle production pétrolière provenant de puits mis en service à la fin de 2010 et au début de 2011.

La Société n'a pas redémarré la production en Libye au cours du troisième trimestre, compte tenu de la violence politique dans ce pays et de la transition vers un nouveau gouvernement par laquelle ce mouvement s'est soldé. Suncor collabore le plus étroitement possible avec l'exploitant de la coentreprise; elle n'a toutefois pas finalisé son plan de retour en Libye.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a reculé pour s'établir à 375 Mpi³e/j au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 546 Mpi³e/j au troisième trimestre de 2010. Ce recul s'explique surtout par la cession d'actifs non essentiels en 2010 et en 2011, lesquels avaient fourni une production supplémentaire de 169 Mpi³e/j au troisième trimestre de 2010. La production provenant des autres biens en Amérique du Nord a diminué par rapport au troisième trimestre de 2010, en raison surtout de la déplétion naturelle des gisements, en partie compensé par l'incidence de la diminution de la production qui avait été enregistrée au troisième trimestre de 2010 par suite de travaux de maintenance planifiés effectués à l'usine de traitement du gaz naturel Hanlan.

Prix réalisés⁽¹⁾

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	closer les 30 septembre 2010
Côte Est du Canada (\$/baril)	111,30	78,78	109,23	78,11
Mer du Nord (\$/bep)	111,60	76,74	102,71	75,67
Autres – International (\$/bep)	93,94	70,22	92,30	66,33
Amérique du Nord (activités terrestres) – gaz naturel (\$/kpi ³)	3,52	3,71	3,66	4,25
Amérique du Nord (activités terrestres) – liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/baril)	83,98	60,16	83,57	66,37

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

Les prix moyens réalisés relativement aux ventes des secteurs Côte Est du Canada, Mer du Nord et Autres – International, ont été sensiblement plus élevés au troisième trimestre de 2011 qu'au troisième trimestre de 2010, en raison surtout de l'augmentation du prix du brut Brent, lequel est demeuré supérieur à 100 \$ US le baril au troisième trimestre. Le prix moyen réalisé par le secteur Autres – International a aussi été plus élevé en 2011, du fait que le volume des ventes de 2010 comprenait la production de gaz naturel provenant des actifs de Trinidad et Tobago, pour lesquels les prix réalisés étaient plus bas que pour les autres actifs. La Société s'est départie de ses actifs de Trinidad et Tobago au cours du troisième trimestre de 2010.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont diminué au troisième trimestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010. Cette diminution est attribuable à l'arrêt de la production en Libye et à la diminution du volume de production provenant des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) qui a résulté des cessions réalisées en 2010 et en 2011. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par une augmentation des redevances du secteur Côte Est du Canada et de la Syrie, attribuable surtout à la hausse des prix réalisés.

Stocks

À la fin du deuxième trimestre de 2011, la Société avait accumulé des stocks issus de la production de Terra Nova, principalement en raison des chargements prévus au début de juillet provenant à la fois du navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) et du terminal de transbordement de Terre-Neuve. Cette production du deuxième trimestre de 2011 a été vendue au troisième trimestre. Au cours du troisième trimestre de 2010, il y avait eu relativement peu de variation des stocks.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles et la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion ont été moins élevées au troisième trimestre de 2011 qu'à la période correspondante de 2010, en raison principalement des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011 et de l'arrêt des activités en Libye. Les frais d'exploration ont également diminué au troisième trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, en raison principalement de l'interruption des activités d'exploration en Libye et des sorties de puits, en 2010, en Libye et dans les parties de la mer du Nord appartenant aux Pays-Bas et à la Norvège.

Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel au troisième trimestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010 comprennent l'incidence de la hausse du taux d'imposition adoptée par le gouvernement du R.-U. au premier trimestre de 2011, ainsi que l'incidence de la comptabilisation des profits de change sur les transactions libellées en dollars américains qui ont résulté de l'appréciation de cette monnaie par rapport à l'euro et à la livre sterling au troisième trimestre de 2011.

Résultats des neuf premiers mois de 2011

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 22 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011, contre un résultat net de 1,552 G\$ pour la période correspondante de 2010. En 2011, le résultat net a subi l'incidence de pertes de valeur de 514 M\$ inscrites relativement aux actifs en Libye et d'un ajustement de la charge d'impôt différé de 442 M\$ lié à une hausse du taux d'imposition au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord. En 2010, le résultat net avait subi l'incidence de profits après impôt de 805 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels.

Le résultat opérationnel s'est établi à 986 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011, en comparaison de 918 M\$ pour la période correspondante de 2010. Cette augmentation est principalement attribuable à une hausse des prix réalisés, en partie contrebalancée par la diminution des volumes de production. Pour les neuf premiers mois de 2011, le volume de production s'est établi en moyenne à 202,4 kbep/j, en comparaison de 308,9 kbep/j pour la même période en 2010. Ce recul s'explique par la cession d'actifs non essentiels en 2010 et en 2011, l'arrêt de la production en Libye, les pannes non planifiées survenues à Buzzard et les problèmes relatifs à la présence de H₂S à Terra Nova.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 2,066 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011, en comparaison de 2,377 G\$ pour la période correspondante de 2010. Cette diminution des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles en dépit de la progression du résultat opérationnel est essentiellement attribuable à la perte de production provenant des actifs à marge élevée, dont l'apport au résultat opérationnel est relativement moins élevé en raison des taux supérieurs relatifs à la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion qui ont découlé des actifs acquis au moment de la fusion avec Petro-Canada.

Cessions d'actifs

Au début du troisième trimestre de 2011, la Société a conclu des transactions visant la vente de certains actifs non essentiels du portefeuille d'actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), ce qui s'est traduit par des profits à la cession d'actifs de 20 M\$ après impôt. Des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) cédés en 2011 avaient généré une production d'environ 35 Mpi³e/j pour les neuf premiers mois de 2010 et ont généré une production moyenne d'environ 18 Mpi³e/j pour les neuf premiers mois de 2011. La Société ne prévoit pas réaliser d'autres cessions d'actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en 2011.

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^{er} juillet 2010. Le produit net final s'est établi à 90 M€ (140 M\$ CA).

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^{er} janvier 2010.

Les actifs dans la mer du Nord vendus par la Société en 2010 et en 2011, y compris Scott et Triton, ont été la source d'une production moyenne de 25,2 kbep/j au cours des neuf premiers mois 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^{er} janvier 2010. Ces actifs ont été la source d'une production moyenne de 9,0 kbepl/j au cours des neuf premiers mois de 2010.

En 2010, la Société a conclu la vente de quelques autres biens non essentiels de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres), pour un produit net d'environ 1,7 G\$. Ces biens ont été la source d'une production moyenne de 188 Mpi³e/j au cours des neuf premiers mois de 2010.

Travaux de maintenance planifiés

En octobre 2011, Terra Nova a amorcé un programme de travaux de maintenance d'une durée prévue de quatre semaines, pour les besoins duquel la production doit être arrêtée. Durant cette interruption, la Société prévoit aussi remplacer une conduite d'écoulement, ce qui devrait aider à remédier à certains problèmes liés à la présence d'H₂S.

Le programme étendu d'entretien des installations à quai initialement prévu à Terra Nova en 2011 a été reporté en 2012, de sorte que les solutions aux problèmes de H₂S puissent être mises en œuvre simultanément. La Société a élaboré des plans d'urgence au cas où la détérioration de la tête d'injection nécessiterait une interruption supplémentaire.

L'exploitant de White Rose a réaffirmé son intention de mettre en œuvre un programme hors station afin de procéder aux travaux de maintenance visant le système de propulsion du NPSD. L'exploitant estime que la production de White Rose devra être interrompue pendant environ 18 semaines pour permettre le déploiement de ce programme, qui devrait être entrepris au deuxième trimestre de 2012.

Mise à jour concernant les répercussions des événements en Libye et en Syrie

Compte tenu de l'évolution du statut du conflit en Libye au cours du troisième trimestre de 2011, plusieurs des sanctions touchant les activités de Suncor en Libye ont été levées. La Société continue de respecter les modalités des sanctions qui demeurent en vigueur. Outre la levée de ces sanctions, le retour possible de la Société en Libye dépendra essentiellement de l'évaluation de sa capacité à mener ses activités de manière responsable et à assurer la sécurité de son personnel et de ses sous-traitants, ainsi que de ses engagements contractuels.

Confrontée à l'incertitude entourant la situation en Libye à la fin du deuxième trimestre de 2011, la direction avait alors évalué qu'elle ne serait pas en mesure de réintégrer la Libye avant un an ou deux ans – envisageant même la possibilité de ne jamais être en mesure de reprendre la production dans ce pays – et que toute reprise des activités pourrait nécessiter des dépenses supplémentaires. La Société a déterminé que la valeur de ses actifs en Libye s'était dépréciée, et elle a comptabilisé une charge de 259 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard de ses biens productifs inclus dans les immobilisations corporelles, une charge de 211 M\$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) à l'égard des actifs au titre de la prospection et de l'évaluation, et une charge de 44 M\$ (déduction faite de l'impôt sur le résultat de néant) à l'égard des stocks. Après la comptabilisation de ces réductions de valeur, la valeur comptable des actifs nets de Suncor en Libye s'établissait à environ 400 M\$. En date du 30 septembre 2011, il n'y avait eu aucun changement dans l'évaluation par la Société de la dépréciation de ses actifs en Libye. Pour l'heure, la direction est d'avis qu'il plane encore trop d'incertitude pour arrêter les plans de retour de la Société en Libye et qu'il est impossible de prévoir le moment opportun et les chances de succès de tout redémarrage des activités de production et de distribution pétrolière dans ce pays. Se reporter à la rubrique « Autres éléments – Estimations comptables cruciales » du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur le calcul des pertes de valeur.

Les activités de Suncor en Libye ont représenté environ 1 % du résultat opérationnel consolidé de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 et représentaient 3 % de ses actifs consolidés à cette date. Dans le cours normal de l'activité, Suncor détient des instruments d'atténuation des risques à l'égard de certains établissements à l'étranger, notamment les activités en Libye, dont le montant global s'élève à environ 400 M\$ (avant impôt).

Au cours du troisième trimestre de 2011, l'instabilité politique en Syrie s'est poursuivie, entraînant l'imposition de nouvelles sanctions qui interdisent l'achat ou la distribution de pétrole syrien et d'autres produits pétroliers, ainsi que le financement ou la réalisation de nouveaux investissements dans l'industrie pétrolière du pays. Suncor respecte les modalités de toutes les sanctions applicables. Les sanctions actuelles n'ont pas d'incidence sur la production ou la vente de gaz naturel provenant du projet Ebla, qui n'est pas exporté, mais qui génère de l'électricité destinée à la consommation nationale. La Société continue de surveiller la situation de près, accordant la priorité à la sécurité de son personnel, à la poursuite responsable de ses activités et à la protection de ses actifs.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits opérationnels	7 432	5 195	20 073	15 200
Résultat net	479	159	1 419	452
Résultat opérationnel ⁽¹⁾				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	382	84	1 151	208
Activités de commercialisation	97	75	268	222
	479	159	1 419	430
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ⁽¹⁾	611	330	2 040	928

(1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter 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 479 M\$ au troisième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 159 M\$ au troisième trimestre de 2010.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 382 M\$ au résultat opérationnel du troisième trimestre de 2011. Les prix des produits raffinés sont demeurés élevés, bien que les marges aient subi l'incidence négative de la hausse du coût des charges d'alimentation du brut synthétique et de la baisse des prix du brut. Des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé ont été vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement bas. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 97 M\$ au troisième trimestre de 2011, en hausse par rapport à celui de la période correspondante de 2010, en raison surtout de la hausse globale du volume des ventes, de la forte demande et des marges appréciables dégagées sur les ventes de gros et de lubrifiants.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont élevés à 611 M\$ au troisième trimestre de 2011, contre 330 M\$ au troisième trimestre de 2010. Cette hausse s'explique principalement par les mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

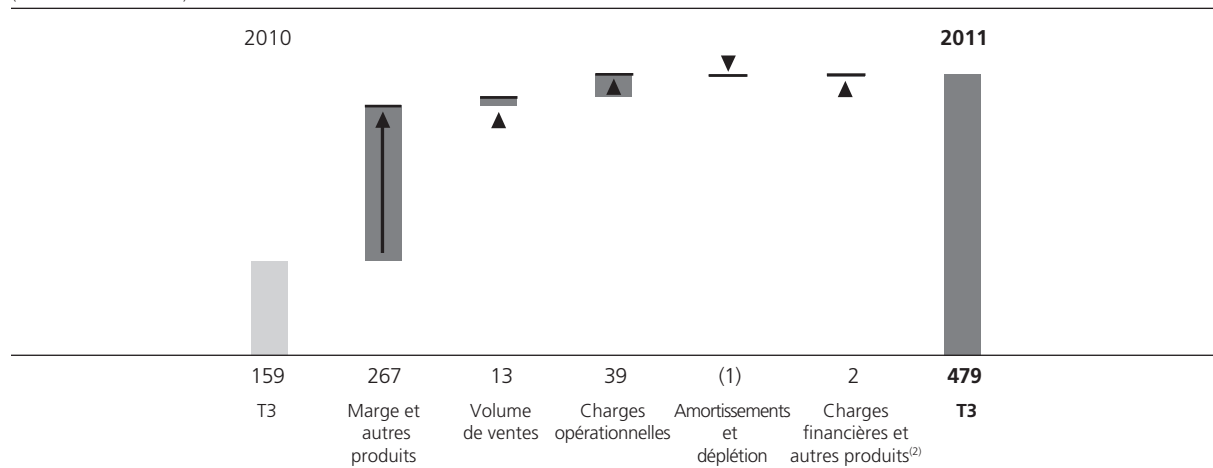
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net présenté	479	159	1 419	452
Ajustement des provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	—	(22)
Résultat opérationnel⁽¹⁾	479	159	1 419	430

(1) Mesure financière hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel⁽¹⁾

(en millions de dollars)



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

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

Volumes

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)				
Essence	41,1	42,4	39,6	41,1
Distillat	35,4	29,1	33,9	29,1
Autres	14,2	17,4	13,5	16,6
	90,7	88,9	87,0	86,8
Taux d'utilisation des raffineries (%)				
Est de l'Amérique du Nord	94	90	95	90
Ouest de l'Amérique du Nord	100	101	91	94
Pétrole brut traité (milliers de m ³ /j)				
Est de l'Amérique du Nord	32,3	30,7	32,4	30,8
Ouest de l'Amérique du Nord	36,2	36,6	32,8	34,0

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées en moyenne à 90 700 m³/j au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 88 900 m³/j au troisième trimestre de 2010. La hausse des ventes de distillat est principalement attribuable à la forte demande au sein des réseaux de vente en gros dans l'Ouest canadien, alors que la légère baisse des ventes d'essence s'explique essentiellement par la montée des prix à la pompe et les cessions de nombreuses stations-service de détail qui ont été réalisées en 2010 par suite de la fusion, comme l'exigeait le Bureau canadien de la concurrence. Le volume des ventes de lubrifiants s'est accru de 11 % au troisième trimestre par rapport à celui de la période correspondante de 2010, grâce surtout à la croissance des ventes de produits à marge plus élevée.

Le taux d'utilisation des raffineries de l'est de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 94 % au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 90 % pour la période correspondante de 2010. Cette augmentation découle principalement de l'incidence moindre des interruptions qui ont touché le pipeline Enbridge sur la raffinerie de Sarnia. Sarnia continue de subir les contrecoups des problèmes d'approvisionnement et de contamination du brut occasionnés par le pipeline d'Enbridge. La Société s'attend à ce que ces problèmes persistent jusqu'à la fin de 2011.

Dans l'ouest de l'Amérique du Nord, le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 100 % au troisième trimestre de 2011, en comparaison de 101 % pour la période correspondante de 2010. Le taux d'utilisation de la raffinerie de Commerce City a diminué en raison surtout de réparations mineures effectuées sur des unités de traitement du brut et des compresseurs. Cette baisse a été en partie contrebalancée par la hausse du taux d'utilisation de la raffinerie d'Edmonton, qui avait connu des problèmes d'ordre opérationnel mineurs au troisième trimestre de 2010. En octobre 2011, la raffinerie d'Edmonton a dû ralentir sa cadence par suite d'une réduction de l'approvisionnement en hydrogène attribuable au fournisseur tiers. La production interne d'hydrogène de la raffinerie permet la poursuite des activités à un rythme réduit jusqu'à ce que l'approvisionnement soit rétabli.

Prix et marges

Les marges brutes du troisième trimestre de 2011 se sont nettement accrues par rapport à celles du trimestre correspondant de 2010, en raison principalement de l'élargissement des marges de craquage et de la baisse des prix du brut qui sont influencés par le prix du WTI, ces facteurs ayant profité à nos raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City. Les marges de raffinage du troisième trimestre de 2011 se sont toutefois ressenties de la montée des coûts des charges d'alimentation du brut synthétique et du recul des prix du brut, des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé ayant été vendus et remplacés par des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était relativement bas. Les marges dégagées sur les ventes de gros

et les ventes au détail sont demeurées élevées au troisième trimestre de 2011, avoisinant celles du trimestre correspondant de 2010.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au troisième trimestre de 2011 qu'au troisième trimestre de 2010, en raison d'un recouvrement de la charge de rémunération fondée sur des actions, en partie contrebalancé par la hausse des coûts relatifs aux services publics, des frais de transport et des commissions qui a résulté principalement de l'augmentation des volumes de production et du volume des ventes.

Résultats des neuf premiers mois de 2011

Le résultat net et le résultat opérationnel se sont élevés à 1,419 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011. Pour les neuf premiers mois de 2010, le résultat net s'était élevé à 452 M\$ et le résultat opérationnel, à 430 M\$. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 2,040 G\$ pour les neuf premiers mois de 2011, en comparaison de 928 M\$ pour la période correspondante de 2010. La hausse du résultat opérationnel et des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles est avant tout attribuable à l'augmentation des marges de raffinage et des taux d'utilisation des raffineries.

Travaux de maintenance planifiés

La Société ne compte effectuer que des travaux de maintenance mineurs à ses raffineries d'ici la fin de l'exercice. Ces travaux ne devraient pas avoir d'incidence importante sur la production, grâce en partie à la capacité de Suncor de compenser tout manque à gagner par la production issue de ses autres installations, notamment la production de distillats provenant des installations de valorisation de son secteur Sables pétrolifères.

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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net	(449)	(29)	(377)	(497)
Résultat opérationnel ⁽¹⁾				
Énergie renouvelable	16	6	54	27
Négociation de l'énergie	49	15	117	34
Siège social	2	(263)	(213)	(637)
Éliminations	17	15	(18)	20
	84	(227)	(60)	(556)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ⁽¹⁾	24	(248)	(165)	(762)
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	37	31	141	118
Volume de production d'éthanol (milliers de m ³)	99,9	53,7	275,6	157,0

(1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. 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 un résultat net correspondant à une perte de 449 M\$ pour le troisième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de

29 M\$ pour le troisième trimestre de 2010. Au troisième trimestre de 2011, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ayant diminué pour passer de 1,04 à 0,95, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 533 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au troisième trimestre de 2010, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change étant passé de 0,94 à 0,97, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 220 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Résultat opérationnel

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel de 84 M\$ pour le troisième trimestre de 2011, tandis qu'il avait inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 227 M\$ pour le troisième trimestre de 2010.

Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net	(449)	(29)	(377)	(497)
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	533	(220)	317	(120)
Frais de fusion et d'intégration	—	22	—	61
Résultat opérationnel⁽¹⁾	84	(227)	(60)	(556)

(1) Mesure financière hors PCGR. La Société a retraité son résultat opérationnel de la période précédente aux fins du passage aux IFRS et afin d'éliminer certains ajustements du résultat opérationnel de la période précédente. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont rapporté un résultat opérationnel de 16 M\$ au troisième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel de 6 M\$ au troisième trimestre de 2010. Cette augmentation du résultat par rapport au trimestre correspondant de 2010 est essentiellement attribuable à l'augmentation des volumes de production d'éthanol. À la fin de janvier 2011, Suncor a achevé l'agrandissement de son usine d'éthanol en Ontario, ce qui a permis de faire passer la capacité de production annuelle de 200 millions de litres à 400 millions de litres.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont rapporté un résultat opérationnel de 49 M\$ au troisième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel de 15 M\$ au troisième trimestre de 2010. Cette amélioration s'explique principalement par la mise en œuvre continue des stratégies de négociation du pétrole brut lourd visant à acheter du pétrole brut lourd en Alberta et à l'acheminer vers des marchés où il se négocie à des prix plus avantageux.

Siège social

Le siège social a inscrit un résultat opérationnel de 2 M\$ pour le troisième trimestre de 2011, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 263 M\$ pour le troisième trimestre de 2010. Cette amélioration du résultat opérationnel est principalement attribuable à une augmentation des intérêts incorporés qui a fait en sorte de réduire les coûts d'emprunt passés en charges, ainsi qu'à un important recouvrement de la charge de rémunération fondée sur des actions. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion attribuable au début de l'amortissement d'une partie des initiatives en matière d'intégration des systèmes

post-fusion de Suncor. Le troisième trimestre de 2010 comprenait également une demande de règlement après impôt de 83 M\$ ayant trait à l'incendie survenu à l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères en février 2010, laquelle demande a été payée par le programme d'assurance captive de la Société.

Au troisième trimestre de 2011, la Société a incorporé une tranche de 98 % de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 37 % au troisième trimestre de 2010. À la suite de la conclusion des transactions avec Total E&P au premier trimestre de 2011, la Société a recommencé à incorporer les intérêts liés au projet de construction de l'usine de valorisation Voyageur et a commencé à incorporer les intérêts liés aux projets Fort Hills et Joslyn.

Éliminations

Le segment Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque la Société établit que les produits raffinés produits à partir d'achats internes de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au cours du troisième trimestre de 2011, un profit intersectoriel après impôt de 17 M\$ qui avait été éliminé a été comptabilisé, en raison d'une diminution des prix du brut et des marges en amont vers la fin du trimestre.

Résultats des neuf premiers mois de 2011

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte nette de 377 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011, en comparaison d'un résultat correspondant à une perte nette de 497 M\$ pour la période correspondante de 2010. Le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain au cours des neuf premiers mois de 2011, le taux de change étant passé de 1,01 à 0,95, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 317 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Durant les neuf premiers mois de 2010, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change étant passé de 0,96 à 0,97, ce qui avait entraîné un profit de change latent après impôt de 120 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Pour les neuf premiers mois de 2011, le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 60 M\$, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 556 M\$ pour la période correspondante de 2010. Pour les neuf premiers mois de 2011, la Société a incorporé des intérêts de 199 M\$ supérieurs à ceux qu'elle avait incorporés pour la période correspondante de 2010, et elle a été favorisée par un recouvrement de la charge de rémunération fondée sur des actions. En outre, pour les neuf premiers mois de 2010, le programme d'assurance captive de la Société a financé des demandes de règlement après impôt de 207 M\$ ayant trait aux incendies survenus dans des usines de valorisation au sein de son secteur Sables pétrolifères.

6. MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

APERÇU

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 1,519 G\$ au troisième trimestre de 2011. Le budget des dépenses en immobilisations de Suncor pour 2011 s'élève à 6,7 G\$, dont 2,8 G\$ seront affectés aux projets de croissance.

Dépenses en immobilisations et frais d'exploration

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Sables pétrolifères	1 129	962	3 830	2 642
Exploration et production	189	247	611	881
Raffinage et commercialisation	120	152	412	395
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	81	111	183	208
Total des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration	1 519	1 472	5 036	4 126
Intérêts incorporés (compris dans les chiffres ci-dessus)	150	65	402	203

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.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Pour le troisième trimestre de 2011, les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 1,129 G\$. Les dépenses de croissance du trimestre écoulé ont été affectées essentiellement aux projets suivants :

- En ce qui concerne la troisième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses en immobilisations engagées au cours du troisième trimestre de 2011 se sont chiffrées à 151 M\$, ce qui porte le total des dépenses relatives à ce projet à 4,3 G\$. La Société estime que le coût total de réalisation de ce projet s'élèvera à 4,4 G\$. Les installations centralisées ont été achevées et ont commencé à traiter du pétrole au cours du troisième trimestre de 2011, et de la vapeur a été injectée dans la deuxième plateforme d'exploitation en octobre. L'achèvement de la troisième plateforme d'exploitation est prévu pour le quatrième trimestre de 2011. La construction des installations de cogénération est presque terminée et les installations devraient être mises en service au quatrième trimestre de 2011. Le volume de production de la phase d'agrandissement continue d'augmenter graduellement, et la Société prévoit atteindre la pleine capacité de production au deuxième semestre de 2013. La capacité prévue des installations de la troisième phase est de 62 500 barils de bitume par jour.
- En ce qui a trait à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, les dépenses en immobilisations engagées au cours du troisième trimestre de 2011 se sont élevées à 191 M\$, ce qui porte à 1,0 G\$ le total des dépenses affectées à ce projet. La construction de l'infrastructure, des installations de cogénération, des installations de traitement centralisé et des deux plateformes d'exploitation s'est poursuivie au troisième trimestre de 2011. La Société estime à 2,0 G\$ (+10 %/-10 %) le total des coûts qui devront être engagés pour mener à bien ce projet. Une partie de l'infrastructure requise pour la quatrième phase d'agrandissement a été construite dans le cadre de la troisième phase. La Société prévoit commencer la production vers la fin du premier trimestre de 2013. La capacité prévue des installations de la quatrième phase est de 62 500 barils de bitume par jour.

- En ce qui a trait au projet MNU, la Société a terminé la construction de l'unité d'hydrogène et a procédé à sa mise en service au troisième trimestre. Elle prévoit que l'unité commencera à produire de l'hydrogène au quatrième trimestre. L'unité d'hydrotraitement du projet MNU devrait être achevée avant la fin de l'exercice.
- Suncor prévoit commencer à extraire du minerai dans le prolongement nord de la mine de Steepbank en 2012. Les travaux prévus pour 2011 comprennent l'enlèvement des morts-terrains, de même que la construction des routes de transport, des installations de maintenance et d'une centrale électrique. Ce projet devrait permettre d'accroître la productivité de l'ensemble des activités d'exploitation minière et de réduire les charges opérationnelles en évitant les engorgements et en réduisant le temps moyen de transport. La Société a demandé une modification des approbations d'ordre réglementaire dans le but d'étendre la zone d'exploitation visée par ce projet. Si cette modification est approuvée, la nouvelle zone ainsi élargie devrait accroître la quantité de bitume récupérable.

Suncor est en voie de déployer sa technique de gestion des résidus TROMC au sein de son secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend la construction d'infrastructures – principalement un système de pompage et un réseau de canalisation destinés à l'évacuation des résidus et des eaux usées – devant être utilisés pour l'ensemble des activités d'exploitation minière. Les travaux vont bon train, et tout porte à croire que le projet pourra être achevé d'ici au quatrième trimestre de 2012, comme prévu.

Pour le reste de l'exercice 2011, Suncor prévoit engager des dépenses en immobilisations additionnelles 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 minier 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 189 M\$ au troisième trimestre de 2011, principalement pour le forage de développement sur la côte Est du Canada, à Buzzard et en Amérique du Nord (activités terrestres) et pour le forage d'exploration dans la mer du Nord.

En ce qui a trait aux activités de la côte Est du Canada :

- White Rose mène un projet pilote 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 deux puits d'essai et la première production de pétrole ont eu lieu au troisième trimestre de 2011, l'injection d'eau devant commencer à la fin de 2011. La Société s'attend à une augmentation négligeable de la production liée à ce puits d'essai en 2011.
- 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.
- La Société poursuit son évaluation des résultats du puits d'exploration Ballicatters.

En ce qui a trait aux activités en mer du Nord :

- En octobre 2011, le plan préliminaire de mise en valeur des champs relativement à la mise en valeur de la zone Golden Eagle dans la partie de la mer du Nord se trouvant au large du R.-U., qui comprend des installations autonomes conçues pour générer une production brute de 70 000 bep/j, a été approuvé par le U.K. Department of Energy and Climate Control. Suncor détient une participation de 26,69 % dans ce projet de mise en valeur.
- Dans la partie norvégienne de la mer du Nord, l'exploration a donné lieu à une découverte dans la zone Butch aux termes du permis PL405. L'exploitant a commencé le forage du puits d'exploration au troisième trimestre de 2011. Suncor détient une participation de 30 % dans cette zone. Cette zone fait actuellement l'objet d'une évaluation.

- La Société a loué un appareil de forage en vue de forer, aux termes du permis PL375, un troisième puits d'évaluation portant sur le nouveau gisement découvert dans la zone Beta, située dans la partie de la mer du Nord se trouvant au large de la Norvège. Les travaux de forage devraient débuter au premier trimestre de 2012.

En ce qui a trait aux activités terrestres en Amérique du Nord, quatre puits dans la zone Wilson Creek de la formation pétrolière Cardium ont été raccordés à la fin du troisième trimestre de 2011.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 120 M\$ au troisième trimestre de 2011. Elles ont été affectées à divers projets dont un projet visant à réduire la teneur en benzène de l'essence produit à la raffinerie de Commerce City.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Au cours du troisième trimestre de 2011, la Société a poursuivi les travaux de construction liés au projet d'énergie éolienne Wintering Hills. Les dépenses en immobilisations engagées au cours du trimestre ont été affectées principalement à la construction et à la mise en service des turbines, ainsi qu'à la remise en état des terres. Le projet est en avance sur le calendrier prévu, et les dépenses qui y ont été affectées à ce jour sont inférieures aux dépenses prévues au budget. Les turbines ont déjà commencé à produire de l'électricité et elles devraient tourner à plein régime d'ici la fin du mois de novembre. Des dépenses en immobilisations ont également été engagées dans le segment Siège social pour convertir les anciens systèmes d'information d'avant la fusion en une plateforme commune.

7. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2011	31 décembre 2010
Fonds de roulement ⁽¹⁾	1 103	1 148
Dette à court terme	779	1 984
Tranche courante de la dette à long terme	11	518
Dette à long terme	10 175	9 829
Dette totale	10 965	12 331
Moins la trésorerie et ses équivalents	3 287	1 077
Dette nette	7 678	11 254
Capitaux propres	37 613	35 192
Dette totale majorée des capitaux propres	48 578	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 12 mois closes les 30 septembre ⁽¹⁾	
	2011	2010
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽²⁾		
Compte non tenu des projets importants en cours	13,4	9,3
Compte tenu des projets importants en cours	9,6	6,7
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ⁽³⁾ (en nombre de fois)	0,8	2,1
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ⁽⁴⁾	10,6	6,9
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ^{(3),(5)}	15,9	10,2

- (1) Le calcul des données d'entrée des paramètres utilisés pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2010 repose sur neuf mois d'information financière préparée conformément aux IFRS (la période de neuf mois close le 30 septembre 2010) et sur trois mois d'information financière préparée selon le référentiel comptable antérieur (le trimestre clos le 31 décembre 2009). Voir la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- (2) Mesure financière hors PCGR. Les calculs aux fins du RCI sont expliqués à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- (3) Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les données d'entrée des paramètres qui utilisent les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles représentent des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- (4) Résultat net plus impôt sur le résultat et charge d'intérêts, divisé par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés.
- (5) Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles plus impôt sur le résultat exigible et charge d'intérêts, divisés par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie 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. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges opérationnelles, l'impôt, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2011, le ratio dette nette/flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles s'est établi à 0,8, ce qui est conforme à l'objectif de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont progressé de 2,210 G\$ au cours des neuf premiers mois de 2011, par suite essentiellement de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et du produit net des transactions avec Total E&P. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la réduction par la Société de sa dette à court terme de 1,205 G\$ et par le remboursement de 500 M\$ de billets à moyen terme échéant en août 2011, ainsi que par la hausse des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration, par la trésorerie versée aux actionnaires dans le cadre du programme de rachat d'actions et par la hausse de 10 % du dividende trimestriel de la Société (pour le porter à 0,11 \$ par action ordinaire) déclaré au deuxième trimestre de 2011. Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 6,6 G\$ au 30 septembre 2011, contre 5,3 G\$ au 31 décembre 2010, et ont augmenté en raison du remboursement de la dette à court terme.

Activités de financement

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité pour Suncor 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 30 septembre 2011, la dette nette de Suncor s'élevait à 7,678 G\$, contre 11,254 G\$ au 31 décembre 2010. Au cours des neuf premiers mois de 2011, la dette nette a diminué de 3,576 G\$ en raison surtout d'une augmentation de la trésorerie et de ses équivalents, en partie contrebalancée par l'incidence de l'appréciation du dollar américain sur la dette à long terme libellée en devises.

La Société prévoit 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 actuels. Au troisième trimestre de 2011, la Société a changé la majeure partie de sa dette à court terme pour du papier commercial libellé en dollars américains.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et équivalents de trésorerie aux états consolidés de la situation financière. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital et à disposer des liquidités suffisantes pour répondre aux besoins en flux de trésorerie nécessaires à la stratégie de croissance sur 10 ans de Suncor ainsi qu'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. Au 30 septembre 2011, l'échéance moyenne pondérée du portefeuille de placements à court terme était de 33 jours.

Au troisième trimestre de 2011, la Société a obtenu l'autorisation de présenter une offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'entremise de la Bourse de Toronto (TSX) lui permettant de racheter ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 500 M\$. L'offre est entrée en vigueur le 6 septembre 2011 et prendra fin au plus tard le 5 septembre 2012. Aux termes de l'offre, Suncor ne rachètera pas plus de 31 438 928 actions ordinaires, ce qui représente environ 2 % des actions ordinaires émises et en circulation. Le nombre réel d'actions ordinaires pouvant être rachetées aux termes de l'offre et le moment des rachats seront déterminés par la Société. Celle-ci a par la suite annoncé qu'elle avait conclu un plan prédéfini avec un courtier désigné permettant le rachat de ses actions ordinaires pendant des périodes d'interdiction prévues et non prévues de négociation des actions. Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire de l'avis d'intention de la Société de présenter une offre publique de rachat dans le cours normal des activités en communiquant avec le service des relations avec les investisseurs.

Au troisième trimestre de 2011, la Société a racheté 4 962 195 actions à un prix moyen de 28,35 \$ l'action (141 M\$). Toutes les actions ordinaires acquises aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités seront annulées. Au 31 octobre 2011, la Société avait racheté 1 466 770 actions à un prix moyen de 27,69 \$ l'action (41 M\$). De l'avis de la Société, la décision d'affecter de la trésorerie au rachat d'actions n'aura pas d'incidence sur sa stratégie de croissance à long terme.

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 30 septembre 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.

Actions en circulation

30 septembre 2011 (en milliers)

Actions ordinaires	1 569 677
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	61 447
Options sur actions ordinaires – exerçables	41 363

Au 28 octobre 2011, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 569 787 502 et le nombre total d'options sur actions ordinaires, exerçables et non exerçables, en circulation s'élevait à 61 216 969. Chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

Proposition de budget fédéral canadien

Les nouvelles propositions budgétaires ont été déposées au Parlement le 4 octobre 2011 dans le cadre du projet de loi C-13 et elles sont par conséquent considérées comme étant quasi adoptées aux fins comptables. La nouvelle législation limite les possibilités de report pour les sociétés de personnes, change le traitement futur des acquisitions de concessions de sables pétrolifères, qui passeront de frais d'aménagement au Canada à des frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz, et change le traitement futur des frais d'aménagement préalables à la production pour les sables pétrolifères, qui passeront de frais d'exploration au Canada à des frais d'aménagement au Canada.

La Société a évalué la nouvelle réglementation et prévoit que celle-ci se traduira, dans les années à venir, par une diminution des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles par suite de l'accélération du paiement de l'impôt sur le résultat décaissé, mais qu'elle n'aura pas d'incidence importante sur le résultat net de l'exercice en cours et des exercices ultérieurs.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements exclus de l'état de la situation financière

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, laquelle est intégrée 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 du fait que la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes des CEPP, et exclusion faite du montant de 460 M\$ reclassé des contrats de location simple aux paiements au titre des contrats de location-financement par suite de la transition de la Société aux IFRS.

La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement exclu de l'état de la situation financière qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence, actuelle ou future, sur sa situation financière, ses résultats opérationnels, ses sources de financement ou ses dépenses en immobilisations.

8. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Trimestres clos ⁽¹⁾ les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009
Production totale (kbpj)	546,0	460,0	601,3	625,6	635,5	633,9	564,6	638,2
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	10 494	9 510	9 256	8 982	7 717	8 174	7 130	6 950
Autres produits ⁽²⁾	184	77	132	358	(45)	287	1	162
	10 678	9 587	9 388	9 340	7 672	8 461	7 131	7 112
Résultat net	1 287	562	1 028	1 286	1 224	540	779	457
par action ordinaire – de base (en dollars)								
De base	0,82	0,36	0,65	0,82	0,78	0,35	0,50	0,29
Dilué	0,76	0,31	0,65	0,82	0,78	0,34	0,46	0,29
Résultat opérationnel ^{(3),(4)}	1 789	980	1 478	808	617	839	370	342
par action ordinaire – de base ^{(3),(4)} (en dollars)	1,14	0,62	0,94	0,52	0,39	0,54	0,24	0,22
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ⁽⁴⁾								
par action ordinaire – de base ⁽⁴⁾ (en dollars)	1,73	1,26	1,52	1,36	1,04	1,13	0,72	0,72
RCI ^{(4),(5)} (en pourcentage, sur 12 mois)	13,4	11,1	12,5	11,4	9,3	7,9	4,8	2,6
Information sur les actions ordinaires								
Dividende par action ordinaire (en dollars)	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	26,76	37,80	43,48	38,28	33,50	31,33	33,03	37,21
Bourse de New York (\$ US)	25,44	39,10	44,84	38,29	32,55	29,44	32,54	35,31

- (1) Les données trimestrielles des périodes closes en 2009 sont présentées selon le référentiel comptable antérieur (PCGR). Les données pour les périodes de 12 mois ont été établies selon des données tirées des résultats établis en IFRS pour la portion de la période de 12 mois se rapportant à 2010 et selon le référentiel comptable antérieur pour la portion de la période de 12 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 « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.
- (2) Au deuxième trimestre de 2011, la Société a mené à bien un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, par suite duquel elle a déterminé que la nature et l'objectif des transactions présentées précédemment au montant brut au poste « Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie » figurant sous les charges aux états consolidés du résultat global avaient évolué de telle façon qu'il serait plus approprié de les présenter sur une base nette. Se reporter à la rubrique « Autres éléments – Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion.
- (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 la période précédente. Le résultat opérationnel des périodes closes en 2009 n'a pas été retraité pour tenir compte de ces éléments. Se reporter aux rubriques « Mises en garde – Mode de présentation » et « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. En outre, le montant du résultat opérationnel présenté au troisième trimestre de 2010 a été retraité d'un montant de 168 M\$ afin d'éliminer l'incidence d'un ajustement du résultat opérationnel pour tenir compte de la perte de valeur d'actifs de gaz naturel, qui a été annulée par la transition aux IFRS.
- (4) Mesures financières 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 inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours.

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie opérationnels trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir des répercussions des travaux de maintenance planifiés majeurs, tels que les travaux qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolières au cours du deuxième trimestre de 2011, 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 huit derniers trimestres rendent compte des conséquences de plusieurs événements importants :

- Au premier trimestre de 2010, deux incendies survenus aux usines de valorisation ont réduit la production du secteur Sables pétrolifères et considérablement nu aux résultats.
- Dans le cadre de son réalignement stratégique qui a suivi la fusion avec Petro-Canada, Suncor s'est départie de plusieurs actifs non essentiels du secteur Exploration et production en 2010 et en 2011. La diminution des volumes de production en 2011 est en partie attribuable à la cession de ces actifs, lesquels avaient généré en 2010 une production moyenne d'environ 60 kbep/j. De plus, les profits et pertes qui ont découlé de la cession de ces actifs ont eu des effets non récurrents sur le résultat net des trimestres au cours desquels ils ont été enregistrés.

Le résultat net des huit derniers trimestres a également varié par suite d'autres ajustements non récurrents, dont les suivants :

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2011 tient compte de pertes de valeur de 514 M\$ (déduction faite d'impôt de néant) subies à l'égard des actifs en Libye par suite de l'arrêt de la production qu'a entraîné la violence politique dans ce pays, qui a fait aussi reculer le volume de production enregistré pour les neuf premiers mois de 2011.
- Le résultat net du premier trimestre de 2011 reflète un ajustement de 442 M\$ de la charge d'impôt différé découlant d'une hausse, par le gouvernement du Royaume-Uni, du taux d'imposition s'appliquant aux profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2010 tenait compte d'un profit après impôt de 191 M\$ au titre de la nouvelle détermination des participations directes dans le champ pétrolifère Terra Nova et d'un recouvrement de redevances après impôt de 93 M\$ ayant trait à la modification du calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume.
- Le deuxième trimestre de 2010 tenait compte de sortie d'actifs du secteur Sables pétrolifères de 141 M\$, après impôt. Ces actifs étaient utilisés pour l'élaboration d'un nouveau processus d'extraction qui a été abandonné.

9. AUTRES ÉLÉMENTS

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^{er} 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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2011 et 2010 et pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, et de l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} 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 4 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires non audités du 30 septembre 2011.

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 et semestre clos le 30 septembre 2010	
	T3	Cumul annuel
Résultat net, présenté selon le référentiel comptable antérieur	1 022	2 218
Ajustements du résultat net		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	260	378
Profit à la cession d'actifs	17	31
Autres	(8)	25
Charges d'impôt différé	(67)	(109)
Résultat net, présenté selon les IFRS	1 224	2 543

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^{er} 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 dépassaient 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 dépréciation 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.

Instruments financiers – Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Lorsqu'une société procède au rachat de ses propres actions et qu'elle a donné à son courtier des directives pour racheter à des prix déterminés les actions qui ne peuvent être annulées pendant une période d'interdiction de négociation des actions, IAS 32, « Instruments financiers : présentation », exige que la société comptabilise un passif correspondant à la juste valeur du montant potentiel du rachat. Au 30 septembre 2011, la Société a comptabilisé un passif courant lié au rachat d'actions totalisant 125 M\$ au poste « Crédeurs et charges à payer ». Un montant équivalent a été porté en diminution des capitaux propres.

Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie

Au cours du deuxième trimestre de 2011, la Société a mené à bien un examen de ses activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, par suite duquel elle a déterminé que la nature et l'objectif des transactions présentées précédemment au montant brut au poste « Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie » figurant sous les charges aux états consolidés du résultat global avaient évolué de telle façon qu'il serait plus approprié de les présenter sur une base nette. Les profits et les pertes réalisés et latents, ainsi que le règlement sous-jacent de ces transactions, seront dorénavant comptabilisés et présentés sur une base nette sous « Autres produits ». Les chiffres comparatifs des périodes précédentes ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour la période écoulée. Les changements apportés à l'état consolidé du résultat global se présentent comme suit :

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2010	
	T3	Cumul annuel
Produits tirés des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(1 119)	(2 050)
Autres produits	(45)	51
Charges liées aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(1 164)	(1 999)
Résultat net	—	—

Normes comptables récemment publiées

Instruments financiers : comptabilisation et évaluation

En novembre 2009, dans le cadre du projet de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») de remplacer IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », l'IASB a publié la première phase d'IFRS 9, « Instruments financiers ». Cette norme comprend de nouvelles exigences pour le classement et l'évaluation des actifs financiers. La nouvelle norme a été révisée une fois de plus en octobre 2010 afin qu'y soient incluses les exigences concernant le classement et l'évaluation des passifs financiers. La norme est applicable aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. L'ampleur de l'incidence de la norme ne sera pas connue tant que les phases du projet de l'IASB concernant les instruments financiers portant sur les couvertures et les pertes de valeur ne seront pas terminées.

Entité présentant l'information financière

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

IFRS 10 propose un modèle de consolidation unique qui repose sur une nouvelle définition du contrôle s'appliquant à tous les types d'entités, y compris les accords conjoints, les entreprises associées et les entités structurées. IFRS 11 établit, à l'égard de la comptabilisation des partenariats, une approche reposant sur des principes qui se fondent sur les droits et les obligations découlant du partenariat et limite l'application de la méthode de la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. IFRS 12 regroupe les exigences concernant les informations à fournir sur les différentes formes de participations dans d'autres entités, dont les filiales, les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées non consolidées. Les normes IAS 27 et IAS 28 ont été modifiées de façon à refléter les exigences des nouvelles normes.

Ces nouvelles normes et ces modifications s'appliquent aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société est encore à évaluer leur incidence.

Évaluations de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, « Évaluation de la juste valeur », qui regroupe en une même source toutes les dispositions concernant l'évaluation à la juste valeur, clarifie la définition de la juste valeur et introduit de nouvelles exigences en matière d'informations à fournir sur l'évaluation à la juste valeur. Cette norme s'applique aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société ne s'attend pas à ce que son adoption entraîne des changements importants à ses évaluations à la juste valeur ou aux informations à fournir sur celles-ci.

Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 19, « Avantages du personnel », en vue de modifier les exigences de comptabilisation, de présentation et d'information concernant les régimes d'avantages à prestations définies. Ces modifications s'appliquent aux exercices de Suncor ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société ne s'attend toutefois pas à ce qu'elles aient une incidence importante.

Frais de découverte liés à la production

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

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.

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 l'impôt sur le résultat; la réglementation environnementale, y compris les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites;

les risques liés aux activités dans des pays étrangers, notamment les risques géopolitiques et autres risques politiques; les dangers d'ordre opérationnel et autres incertitudes, y compris les conditions météorologiques exceptionnelles, les incendies, les explosions et les déversements de pétrole; les risques liés à la réalisation de projets importants; le risque d'atteinte à la réputation; et le risque lié à l'obtention de permis, à la main-d'œuvre et l'équipement et à d'autres questions précisées à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent 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, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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, 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 critiques 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 critiques sont revues tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor est présentée à la rubrique « Estimations comptables critiques » du rapport de gestion daté du 2 mai 2011 de la Société.

Au troisième trimestre de 2011, Suncor a apporté les ajustements suivants à ses estimations comptables critiques :

- À la suite de la baisse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit de la Société depuis le début de l'exercice, la Société a procédé à une réévaluation du montant de sa provision au titre des coûts liés au démantèlement et à la remise en état qui s'est soldée par une hausse de 260 M\$ de la provision en question, compensée par une augmentation des montants incorporés au coût des actifs respectifs.
- La Société a constaté dans les autres éléments du résultat global une perte actuarielle après impôt de 210 M\$ sur ses régimes d'avantages du personnel futurs en raison d'une baisse du taux d'actualisation et du rendement des actifs du régime qui a été moins élevé que prévu. L'ajustement a aussi eu pour effet d'augmenter le passif net au titre des avantages futurs du personnel.

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a comptabilisé des pertes de valeur à l'égard des immobilisations corporelles, des actifs de prospection et d'évaluation et des stocks relatifs à ses activités en Libye. La valeur comptable des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation a été ajustée en fonction de la meilleure estimation de leur valeur nette recouvrable formulée par la direction en fonction de la valeur d'utilité, qui a été déterminée au moyen d'un modèle de flux de trésorerie actualisés en fonction de différents scénarios pondérés en fonction de la probabilité, à savoir i) la reprise des activités après un an, ii) la reprise des activités après un an mais avant deux ans, et iii) aucune reprise des activités. Les scénarios envisageant la reprise des activités de la Société reposent sur les prévisions courantes des prix du pétrole brut, sur les estimations des charges opérationnelles et des frais de mise en valeur établies d'après les travaux d'aménagement qui étaient prévus par les plans commerciaux de Suncor avant l'interruption des activités, sur un taux d'actualisation (17 %) qui représente la meilleure estimation de la direction quant au risque continu associé à l'exercice d'activités en Libye et sur la meilleure estimation de la direction quant aux coûts supplémentaires de reconstruction qui seront nécessaires pour reprendre la production. Les prévisions de production de la direction sont fondées sur l'estimation des réserves probables et prouvées formulée par des évaluateurs de réserves qualifiés externes ainsi que sur les meilleures estimations des ressources éventuelles ajustées en fonction du risque formulées par les évaluateurs de réserves qualifiés internes de Suncor, ces estimations étant formulées, dans les deux cas, en date du

31 décembre 2010 (le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz de Suncor est présenté dans sa notice annuelle 2010). Le scénario selon lequel Suncor ne reprendrait pas ses activités en Libye tient compte des répercussions qu'aurait le fait que la Société n'acquiesce pas certains passifs. La valeur comptable des stocks en Libye a été ramenée à zéro, en raison du doute qui subsiste quant à savoir si les volumes seront accessibles à la Société ou non. Ces pertes de valeur pourraient être reprises au cours de périodes ultérieures si les incertitudes sous-jacentes aux hypothèses de la direction venaient à se dissiper.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Selon leur évaluation au 30 septembre 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 30 septembre 2011, il ne s'était produit, pendant le trimestre clos le 30 septembre 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 modifié ses prévisions pour 2011 qui avaient auparavant été révisées le 28 juillet 2011. Le communiqué de presse de la Société daté du 3 novembre 2011, également déposé sur le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com, contient les nouvelles prévisions de la Société et précise les raisons pour lesquelles les révisions ont été apportées.

10. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le RCI et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et,

par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat opérationnel pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt.

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 pétrolifère 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 de l'exercice précédent. Enfin, les ajustements apportés au résultat net dans le cadre de la transition aux IFRS ont eu une incidence sur le résultat opérationnel et sur les ajustements qui ont déjà été apportés au résultat opérationnel.

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

Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2010 (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	T3	Cumul annuel	T3	Cumul annuel	T3	Cumul annuel	T3	Cumul annuel	T3	Cumul annuel
Résultat opérationnel, avant retraitement ^{(1), (2)}	440	1 088	271	811	149	393	(206)	(570)	654	1 722
Ajustements pour tenir compte de l'incidence d'éléments non récurrents sur le résultat :										
Nouvelle détermination des participations directes dans Terra Nova	—	—	4	20	—	—	—	—	4	20
Modification de la méthode d'évaluation du bitume	17	42	—	—	—	—	—	—	17	42
Élimination d'ajustements du résultat opérationnel :										
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions	(11)	(7)	(9)	4	(9)	(2)	(16)	18	(45)	13
(Perte) profit sur cessions importantes	—	(2)	—	—	12	16	—	—	12	14
Frais de démarrage de projets	(17)	(36)	(1)	(3)	—	—	—	—	(18)	(39)
Frais liés au report de projets de croissance	(28)	(82)	—	—	—	—	—	—	(28)	(82)
Ajustements IFRS :										
Résultat net	1	31	199	275	7	23	(5)	(4)	202	325
Éléments de rapprochement du résultat opérationnel :										
Pertes de valeurs et sorties	—	—	(168)	(168)	—	—	—	—	(168)	(168)
(Profit) perte sur cessions importantes	—	—	(13)	(21)	—	—	—	—	(13)	(21)
Résultat opérationnel après retraitement présenté dans le présent rapport de gestion	402	1 034	283	918	159	430	(227)	(556)	617	1 826

(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 2 novembre 2010.

Rendement du capital investi (RCI)

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
	2011	2010
Ajustements du résultat net ⁽¹⁾		
Résultat net	4 163	3 000
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	63	(276)
Charge d'intérêts	119	365
	A	4 345
Capital investi – début de la période de 12 mois ⁽²⁾		
Dette nette	11 598	13 263
Capitaux propres	34 143	33 854
		45 741
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	7 678	11 598
Capitaux propres	37 613	34 143
		45 291
Capital moyen investi ⁽³⁾	B	45 102
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	9,6
Coûts capitalisés moyens liés aux projets importants en cours	C	12 667
RCI, à l'exclusion des projets importants en cours (%)	A/(B – C)	13,4

(1) Le résultat de la période de 12 mois close le 30 septembre 2010 tient compte du résultat de la période de neuf mois présentée aux termes des IFRS et du résultat du trimestre présenté aux termes du référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

(2) L'information financière au 30 septembre 2009 est présentée comme elle a été établie aux termes du référentiel comptable antérieur. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mode de présentation » du présent rapport de gestion.

(3) Le capital moyen investi correspond à la moyenne, sur 13 mois, du solde du capital investi au début de la période de 12 mois et des soldes de fin de mois du capital investi durant le reste de la période de 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

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

Trimestres clos les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables 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	837	413	420	681	479	159	(449)	(29)	1 287	1 224
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	337	294	360	526	112	112	25	15	834	947
Impôt sur le résultat différé	295	142	80	6	100	51	(68)	(21)	407	178
Augmentation des passifs	23	26	16	19	—	—	—	—	39	45
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	610	(252)	610	(252)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	(39)	—	—	(17)	1	2	38	(15)	—
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	—	(56)	(546)	(1)	(16)	—	—	(57)	(562)
Rémunération fondée sur des actions	(98)	34	(18)	16	(65)	20	(72)	31	(253)	101
Frais d'exploration	—	—	9	50	—	—	—	—	9	50
Autres	(109)	(91)	(10)	17	3	3	(24)	(30)	(140)	(101)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 285	779	801	769	611	330	24	(248)	2 721	1 630
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	(377)	49	(337)	(3)	784	(190)	(374)	158	(304)	14
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	908	828	464	766	1 395	140	(350)	(90)	2 417	1 644

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Résultat net	1 813	1 036	22	1 552	1 419	452	(377)	(497)	2 877	2 543
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la prévision pour dépletion et pertes de valeur	982	1 002	1 561	1 448	326	326	60	49	2 929	2 825
Impôt sur le résultat différé	625	346	384	185	402	136	(89)	(137)	1 322	530
Augmentation des passifs (Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	67	78	53	61	2	2	—	—	122	141
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	—	—	—	—	362	(136)	362	(136)
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	(250)	—	—	(14)	—	(77)	(3)	(91)	(253)
Rémunération fondée sur des actions	106	11	40	(972)	(11)	(19)	(1)	1	134	(979)
Frais d'exploration	(66)	44	(12)	(5)	(40)	12	(63)	(44)	(181)	7
Autres	(372)	—	28	86	—	—	—	—	28	86
	(372)	(286)	(10)	22	(44)	19	20	5	(406)	(240)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 155	1 981	2 066	2 377	2 040	928	(165)	(762)	7 096	4 524
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	(629)	(704)	389	(246)	13	(252)	316	420	89	(782)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 526	1 277	2 455	2 131	2 053	676	151	(342)	7 185	3 742

Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères

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

	Trimestre clos le 30 septembre 2010		Période de neuf mois close le 30 septembre 2010	
	en millions de dollars	\$/b	en millions de dollars	\$/b
Charges opérationnelles décaissées, avant retraitement	948	33,60	2 912	39,70
Ajustements IFRS :				
Augmentation des passifs	(4)		(12)	
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(5)		(9)	
Charges opérationnelles décaissées après retraitement, montant présenté dans le présent rapport de gestion	939	33,30	2 891	39,45

11. MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

- la zone de minerai de bitume de qualité inférieure à la mine Millennium aura une incidence sur la production pendant les 12 prochains mois, après quoi la qualité du minerai devrait revenir aux degrés constatés précédemment;
- l'augmentation, au cours des trimestres à venir, de la production liée à la troisième phase d'agrandissement de Firebag et aux puits intercalaires récemment achevés dans des gisements existants;
- les nouveaux puits qui entreront en production à MacKay River au quatrième trimestre de 2011 et au premier trimestre de 2012;
- les capacités de valorisation secondaires se stabiliseront au cours des périodes à venir, car la production d'hydrogène additionnelle tirée du projet MNU donnera de la souplesse pendant les travaux de maintenance planifiés sur les unités de valorisation secondaire des deux usines de valorisation que la Société prévoit achever en 2012;
- la production de Terra Nova devrait être moins élevée qu'en 2010 pour le reste de l'exercice 2011 et au deuxième semestre de 2012, alors que la Société prévoit entreprendre un programme de maintenance à quai au cours duquel elle devrait achever la mise en œuvre des mesures correctives visant à remédier à la présence de sulfure d'hydrogène;
- le projet d'extension sud d'Hiberna ne fera l'objet d'aucun effort de maintien ou d'augmentation de production important, jusqu'à ce que de nouveaux puits de forage et structures sous-marines n'entrent en production, ce qui est prévu d'ici 2014;
- la production de Buzzard sera plus élevée au quatrième trimestre de 2011, avoisinant les niveaux de production précédemment enregistrés de 60 kbep/l, mais une plus grande variabilité dans les taux de production est toujours possible;
- la possible reprise des activités de la Société en Libye;
- les problèmes de restriction de la capacité de transport et de contamination du pétrole brut continueront de nuire au rendement de la raffinerie de Sarnia pour le reste de 2011;
- la raffinerie d'Edmonton produit une quantité d'hydrogène qui assure une production à des niveaux moins élevés jusqu'à ce que l'approvisionnement par des tiers soit de nouveau disponible.

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

- le programme de maintenance de six semaines à Syncrude devrait prendre fin au cours de la première semaine de novembre;

- les travaux de maintenance d'une durée de quatre semaines à Terra Nova qui ont commencé au quatrième trimestre de 2011, au cours desquels la Société prévoit remplacer une conduite d'écoulement qui devrait contribuer à résoudre une partie des problèmes de H₂S;
- le programme de maintenance prolongée à quai prévu à Terra Nova en 2012, au cours duquel la Société prévoit résoudre les problèmes résiduels de H₂S;
- le programme de maintenance hors station prévu à White Rose, qui devrait être entrepris au deuxième trimestre de 2012 et s'échelonne sur une période d'environ 18 semaines, au cours de laquelle la production de White Rose sera interrompue;
- le fait que Suncor croit que les travaux de maintenance mineurs planifiés à ses raffineries d'ici la fin de l'exercice n'auront pas de répercussions significatives sur ses résultats de production, en partie grâce à sa capacité de tirer profit du volume de production de ses autres installations.

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

- des plans sont prévus pour assurer la progression du projet de l'usine de valorisation Voyageur en collaboration avec Total E&P ainsi que la mise en valeur des projets de sables pétrolifères de Fort Hills et de Joslyn en collaboration avec d'autres coentreprises;
- l'entrée en production en 2016 de l'usine de valorisation Voyageur et du projet Fort Hills, suivis du projet Joslyn en 2017 et 2018;
- la capacité prévue pour chacune des troisième et quatrième phases d'agrandissement de Firebag totalise 62 500 b/j de bitume;
- la troisième phase d'agrandissement de Firebag devrait atteindre la pleine production au deuxième semestre de 2013;
- en ce qui concerne la troisième phase d'agrandissement de Firebag, la troisième plateforme d'exploitation devrait être achevée au quatrième trimestre de 2011, et la construction des installations de cogénération devrait démarrer au quatrième trimestre de 2011;
- la Société estime à 4,4 G\$ les coûts totaux de la troisième phase d'agrandissement de Firebag, et à 2,0 G\$ (+10 %/– 10 %) ceux de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag;
- la production à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag devrait commencer à la fin du premier trimestre de 2013;
- la production d'hydrogène de la MNU devrait débiter au quatrième trimestre de 2011 et les travaux de construction liés à l'unité d'hydrotraitement du projet MNU prendront fin d'ici la fin de l'exercice;
- Suncor prévoit commencer à extraire du minerai de ses installations de la NSE en 2012 et s'attend à ce que celles-ci améliorent, dans l'ensemble, la productivité de ses activités d'exploitation minière en réduisant les engorgements et le temps moyen de transport; s'il est autorisé, le projet NSE devrait rapporter un supplément de bitume récupérable;
- la Société prévoit finir d'implanter l'infrastructure TROMC dans l'ensemble de ses installations d'exploitation minière de sables pétrolifères d'ici le quatrième trimestre de 2012;
- Suncor prévoit 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 minier Joslyn, afin de se concentrer sur les études environnementales, réglementaires, techniques et géologiques;
- le soutien à l'injection d'eau devrait entrer en production à la fin de 2011 pour le premier de deux puits pilotes sur le champ West White Rose qui fait partie des projets d'extension de White Rose et l'augmentation de la production liée à ce puits d'essai sera négligeable en 2011;
- l'aménagement de la zone Golden Eagle comprendra des installations autonomes conçues pour une production brute de 70 000 bep/j dont la Société prévoit l'entrée en production à la fin de 2014;
- le forage du troisième puits d'appréciation dans le gisement découvert dans la zone Beta en Norvège devrait commencer au premier trimestre de 2012;
- le projet de production d'énergie éolienne Wintering Hills sera pleinement opérationnel d'ici la fin de novembre.

Autres éléments :

- le fait que la Société ne prévoit pas réaliser d'autres cessions d'actifs de gaz naturel dans son secteur Amérique du Nord (activités terrestres);
- l'évaluation par Suncor de la situation qui a cours en Libye et son évaluation des pertes de valeur de ses actifs en Libye;
- 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 à ses besoins à court terme 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 projet de Suncor de maintenir l'accès à l'emprunt de papier commercial à court terme à des taux d'intérêt concurrentiels;
- la décision d'affecter de la trésorerie au rachat d'actions n'aura pas d'incidence sur la stratégie de croissance à long terme de Suncor;
- l'analyse de Suncor concernant le nouveau budget fédéral, lequel a été quasi adopté le 4 octobre 2011, et le fait que la Société estime que la législation quasi adoptée n'aura pas d'incidence importante sur le résultat net de l'exercice considéré ou des

exercices ultérieurs, mais qu'elle se traduira par la baisse des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles au cours des exercices à venir en devançant le paiement d'impôt sur le résultat en trésorerie exigible.

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

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

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

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

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et

les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévus; les risques liés à l'intégration de Suncor et de Petro-Canada après la fusion; et l'évaluation inexacte de la valeur des actifs acquis et des passifs éponés dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque », et dans la notice annuelle de 2010 ou le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 6)	10 494	7 717	29 260	23 021
Autres produits	184	(45)	393	243
	10 678	7 672	29 653	23 264
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	5 287	3 475	14 178	10 842
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (note 8)	1 814	1 921	6 039	5 651
Transport	182	178	525	513
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur (note 7)	834	947	2 929	2 825
Exploration	17	79	106	177
Perte (profit) à la cession d'actifs	(57)	(562)	134	(979)
Frais de démarrage de projets	59	21	142	48
Charges (produits) de financement (note 10)	609	(90)	580	315
	8 745	5 969	24 633	19 392
Résultat avant impôt	1 933	1 703	5 020	3 872
Charges d'impôt sur le résultat (note 14)				
Exigible	239	301	821	799
Différé	407	178	1 322	530
	646	479	2 143	1 329
Résultat net	1 287	1 224	2 877	2 543
Autres éléments du résultat global				
Différences de conversion	157	159	198	(216)
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	58	—	(7)
Différences de conversion reclassées au résultat net	—	(5)	14	(4)
Couvertures de flux de trésorerie reclassées au résultat net	—	(1)	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 71 \$ (20 \$ en 2010) pour le trimestre clos le 30 septembre et de 81 \$ (94 \$ en 2010) pour la période de neuf mois close le 30 septembre	(210)	(59)	(236)	(276)
Autres éléments du résultat global	(53)	152	(24)	(504)
Résultat global	1 234	1 376	2 853	2 039
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 11)				
De base	0,82	0,78	1,83	1,63
Dilué	0,76	0,78	1,75	1,59
Dividendes en trésorerie	0,11	0,10	0,32	0,30

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	30 septembre 2011	31 décembre 2010
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 287	1 077
Débiteurs	5 710	5 253
Stocks	3 554	3 141
Impôt sur le résultat à recouvrer	685	734
Actifs détenus en vue de la vente (note 12)	—	762
Total de l'actif courant	13 236	10 967
Immobilisations corporelles, montant net	50 554	49 958
Exploration et évaluation	4 396	3 961
Autres actifs	296	230
Goodwill et autres immobilisations incorporelles (note 13)	3 139	3 422
Actif d'impôt différé	60	69
Total de l'actif	71 681	68 607
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	779	1 984
Tranche courante de la dette à long terme	11	518
Créditeurs et charges à payer	7 293	6 524
Tranche courante des provisions	503	527
Impôt à payer	1 050	929
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 12)	—	586
Total du passif courant	9 636	11 068
Dette à long terme	10 175	9 829
Autres passifs non courants	2 183	2 103
Provisions	2 659	2 504
Passif d'impôt différé	9 415	7 911
Capitaux propres	37 613	35 192
Total du passif et des capitaux propres	71 681	68 607

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les	
	2011	2010	2011	30 septembre 2010
Activités opérationnelles				
Résultat net	1 287	1 224	2 877	2 543
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	834	947	2 929	2 825
Impôt sur le résultat différé	407	178	1 322	530
Augmentation des passifs	39	45	122	141
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	610	(252)	362	(136)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(15)	—	(91)	(253)
Perte (profit) à la cession d'actifs	(57)	(562)	134	(979)
Rémunération fondée sur des actions	(253)	101	(181)	7
Exploration	9	50	28	86
Autres	(140)	(101)	(406)	(240)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	(304)	14	89	(782)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 417	1 644	7 185	3 742
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	(1 519)	(1 472)	(5 036)	(4 126)
Acquisitions	—	—	(842)	—
Produit de la cession d'actifs	77	1 578	3 035	2 831
Autres placements	(1)	(16)	1	(19)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(54)	(125)	(10)	(247)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 497)	(35)	(2 852)	(1 561)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	28	(868)	(1 205)	(876)
Variation nette de la dette à long terme	(4)	(450)	(14)	(796)
Remboursement de la dette à long terme	(500)	—	(500)	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	22	12	207	47
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(141)	—	(141)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(170)	(155)	(494)	(462)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(765)	(1 461)	(2 147)	(2 087)
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents				
	155	148	2 186	94
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	35	(5)	24	(1)
Trésorerie et équivalents au début de la période	3 097	455	1 077	505
Trésorerie et équivalents à la fin de la période	3 287	598	3 287	598
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	60	101	434	454
Impôt sur le résultat payé	277	296	587	567

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés des variations des capitaux propres

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital social	Surplus d'apport	Différences de conversion	Couverture de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
1 ^{er} janvier 2010	20 053	536	—	15	11 881	32 485	1 559 778
Résultat net	—	—	—	—	2 543	2 543	—
Différences de conversion	—	—	(227)	—	—	(227)	—
Variation nette des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(276)	(276)	—
Résultat global	—	—	(227)	(1)	2 267	2 039	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(462)	(462)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	61	(16)	—	—	—	45	2 847
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	—	(6)	—	197
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	36	—	—	—	36	—
30 septembre 2010	20 120	556	(227)	14	13 680	34 143	1 562 822
31 décembre 2010	20 188	507	(451)	14	14 934	35 192	1 565 489
Résultat net	—	—	—	—	2 877	2 877	—
Différences de conversion	—	—	212	—	—	212	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(236)	(236)	—
Résultat global	—	—	212	—	2 641	2 853	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(494)	(494)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	299	(53)	—	—	—	246	8 875
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	10	—	—	—	(10)	—	275
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(65)	—	—	—	(76)	(141)	(4 962)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions (note 9)	(61)	—	—	—	(64)	(125)	—
Charge de rémunération fondée sur des actions	—	81	—	—	—	81	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	1	—	—	—	1	—
30 septembre 2011	20 371	536	(239)	14	16 931	37 613	1 569 677

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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

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

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

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

Depuis le 1^{er} janvier 2011, les états financiers consolidés de la Société sont établis selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), et IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière », est appliquée. Auparavant, la Société dressait ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada en vigueur avant le 1^{er} janvier 2011 (le « référentiel comptable antérieur »). Les chiffres comparatifs, établis selon le référentiel comptable antérieur, ont été retraités selon les IFRS. L'incidence de la transition aux IFRS sur les états financiers de la Société présentés antérieurement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010 est présentée à la note 4. L'incidence sur les états financiers présentés antérieurement pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 ainsi que sur l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 est présentée dans les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés reposent sur les IFRS publiées et en vigueur au 1^{er} novembre 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 dans les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011. Ces méthodes comptables ont été appliquées uniformément pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers.

c) Monnaie fonctionnelle

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

d) Recours à des estimations et à des jugements

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement relativement aux actifs, aux passifs, aux produits des activités ordinaires et aux charges. 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 d'états financiers sont décrites dans les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011.

3. PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

Instruments financiers : comptabilisation et évaluation

En novembre 2009, dans le cadre de son projet de remplacement de la Norme comptable internationale (IAS) 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié la première partie d'IFRS 9, « Instruments financiers », qui établit les exigences concernant le classement et l'évaluation des actifs financiers et a été révisée en octobre 2010 afin qu'y soient inclus les passifs financiers. La norme s'applique aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. L'incidence de cette norme ne pourra être pleinement établie tant que les phases du projet concernant la comptabilité de couverture et la dépréciation ne seront pas achevées.

Évaluation de la juste valeur

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

Entité présentant l'information financière

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

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

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

Avantages du personnel

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

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

Frais de découverte liés à la production

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

4. PREMIÈRE APPLICATION DES IFRS

Le 1^{er} janvier 2011, la Société a commencé à présenter son information financière conformément aux IFRS. Les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011 ont été appliquées dans le cadre de la préparation des états financiers pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2011 et 2010 et l'exercice clos le 31 décembre 2010, et de la préparation de l'état de la situation financière d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 (date de transition).

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

Rapprochement des capitaux propres au 30 septembre 2010

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur ⁽¹⁾	Changements de présentation sur les activités abandonnées ⁽²⁾	Autres changements de présentation ⁽³⁾	Ajustements IFRS ⁽⁴⁾	IFRS
Actif					
Actif courant					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	598	—	—	—	598
Débiteurs	4 051	—	—	—	4 051
Stocks	3 100	—	—	—	3 100
Impôt sur le résultat à recouvrer	718	—	—	—	718
Actifs d'impôt différé	359	—	(359)	—	—
Actifs détenus en vue de la vente ⁽⁹⁾	137	950	—	(21)	1 066
Total de l'actif courant	8 963	950	(359)	(21)	9 533
Immobilisations corporelles, montant net ⁽⁵⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾⁽⁹⁾⁽¹³⁾					
Exploration et évaluation	—	—	3 935	—	3 935
Autres actifs	448	—	(225)	—	223
Goodwill	3 201	—	(3 201)	—	—
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	—	—	3 426	—	3 426
Actifs d'impôt différé	53	—	17	—	70
Actifs des activités abandonnées	950	(950)	—	—	—
Total de l'actif	68 468	—	(342)	(1 247)	66 879
Passif et capitaux propres					
Passif courant					
Dette à court terme	2	—	1 439	—	1 441
Tranche courante de la dette à long terme	518	—	—	—	518
Créditeurs et charges à payer ⁽¹¹⁾	6 416	—	828	101	7 345
Tranche courante des provisions	—	—	(828)	4	(824)
Impôt à payer	819	—	—	—	819
Passifs d'impôt différé	22	—	(22)	—	—
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente ⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽¹³⁾	55	581	—	6	642
Total du passif courant	7 832	581	1 417	111	9 941
Dette à long terme ⁽⁷⁾	11 534	—	(1 439)	142	10 237
Charges à payer et autres passifs	4 222	—	(4 222)	—	—
Autres passifs non courants ⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾	—	—	1 682	406	2 088
Provisions ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	—	—	2 540	246	2 786
Passifs d'impôt différé ⁽¹³⁾	8 571	—	(320)	(567)	7 684
Passifs des activités abandonnées	581	(581)	—	—	—
Capitaux propres ⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾⁽¹²⁾⁽¹³⁾	35 728	—	—	(1 585)	34 143
Total du passif et des capitaux propres	68 468	—	(342)	(1 247)	66 879

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

Rapprochement du résultat global pour le trimestre clos le 30 septembre 2010

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur ⁽¹⁾	Changements de présentation sur les activités abandonnées ⁽²⁾	Autres changements de présentation ⁽³⁾	Ajustements IFRS ⁽⁴⁾	IFRS
Produits des activités ordinaires et autres produits					
Produits opérationnels	8 114	227	(624)	—	7 717
Moins les redevances	(608)	(8)	616	—	—
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	7 506	219	(8)	—	7 717
Autres produits	(42)	—	(3)	—	(45)
	7 464	219	(11)	—	7 672
Charges					
Achats de pétrole brut et de produits	3 486	—	(11)	—	3 475
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾	1 882	30	—	9	1 921
Transport	165	13	—	—	178
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ⁽⁵⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾⁽⁹⁾	1 070	137	—	(260)	947
Désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	44	6	(50)	—	—
Exploration	67	12	—	—	79
Profit à la cession d'actifs ⁽⁶⁾	(105)	(440)	—	(17)	(562)
Frais de démarrage de projets	21	—	—	—	21
Charges (produits) de financement ⁽⁵⁾⁽⁷⁾	(142)	3	50	(1)	(90)
	6 488	(239)	(11)	(269)	5 969
Résultat avant impôt	976	458	—	269	1 703
Charges d'impôt sur le résultat					
Exigible	275	26	—	—	301
Différé ⁽¹³⁾	92	19	—	67	178
	367	45	—	67	479
Résultat net tiré des activités poursuivies	609	413	—	202	1 224
Résultat net tiré des activités abandonnées	413	(413)	—	—	—
Résultat net	1 022	—	—	202	1 224
Autres éléments du résultat global					
Différences de conversion	174	—	(15)	—	159
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente ⁽⁶⁾	44	—	15	(1)	58
Différences de conversion reclassées au résultat net ⁽⁶⁾	(6)	—	—	1	(5)
Couvertures de flux de trésorerie reclassées au résultat net	(1)	—	—	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel ⁽¹⁰⁾⁽¹³⁾	—	—	—	(59)	(59)
Autres éléments du résultat global	211	—	—	(59)	152
Résultat global	1 233	—	—	143	1 376

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

Rapprochement du résultat global pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2010

(en millions de dollars)	Référentiel comptable antérieur ⁽¹⁾	Changements de présentation sur les activités abandonnées ⁽²⁾	Autres changements de présentation ⁽³⁾	Ajustements IFRS ⁽⁴⁾	IFRS
Produits des activités ordinaires et autres produits					
Produits opérationnels	23 963	823	(1 765)	—	23 021
Moins les redevances	(1 586)	(41)	1 627	—	—
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	22 377	782	(138)	—	23 021
Autres produits	123	—	120	—	243
	22 500	782	(18)	—	23 264
Charges					
Achats de pétrole brut et de produits	10 860	—	(18)	—	10 842
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾	5 520	152	—	(21)	5 651
Transport	471	42	—	—	513
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur ⁽⁵⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾⁽⁹⁾	2 939	264	—	(378)	2 825
Désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	132	23	(155)	—	—
Exploration	160	17	—	—	177
Profit à la cession d'actifs ⁽⁶⁾	(133)	(815)	—	(31)	(979)
Frais de démarrage de projets	48	—	—	—	48
Charges (produits) de financement ⁽⁵⁾⁽⁷⁾	146	18	155	(4)	315
	20 143	(299)	(18)	(434)	19 392
Résultat avant impôt	2 357	1 081	—	434	3 872
Charges d'impôt sur le résultat					
Exigible	705	94	—	—	799
Différé ⁽¹³⁾	261	160	—	109	530
	966	254	—	109	1 329
Résultat net tiré des activités poursuivies	1 391	827	—	325	2 543
Résultat net tiré des activités abandonnées	827	(827)	—	—	—
Résultat net	2 218	—	—	325	2 543
Autres éléments du résultat global					
Différences de conversion ⁽⁵⁾	(268)	—	51	1	(216)
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	44	—	(51)	—	(7)
Différences de conversion reclassées au résultat net ⁽⁶⁾	—	—	—	(4)	(4)
Couvertures de flux de trésorerie reclassées au résultat net	(1)	—	—	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel ⁽¹⁰⁾⁽¹³⁾	—	—	—	(276)	(276)
Autres éléments du résultat global	(225)	—	—	(279)	(504)
Résultat global	1 993	—	—	46	2 039

Se reporter aux pages suivantes pour les notes explicatives.

Explication des ajustements significatifs

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

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

- 2) Certains actifs détenus en vue de la vente présentés dans les activités abandonnées aux termes du référentiel comptable antérieur sont classés autrement aux termes des IFRS.
- 3) Représentent les autres changements de présentation apportés aux fins de conformité aux IFRS. Une description des principaux reclassements est présentée ci-après :
- Les actifs d'exploration et d'évaluation présentés dans les immobilisations corporelles aux termes du référentiel comptable antérieur sont présentés dans un poste distinct aux termes des IFRS.
 - Les instruments de créance à court terme soutenus par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un prêteur distinct sont classés dans la dette à court terme aux termes des IFRS. Aux termes du référentiel comptable antérieur, ces instruments étaient classés dans la dette à long terme.
 - Les passifs qui comportent une incertitude significative quant à l'échéance ou au montant sont présentés à titre de provisions aux termes des IFRS. Aux termes du référentiel comptable antérieur, ces passifs étaient classés dans les créditeurs et charges à payer et dans les charges à payer et autres passifs.

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

- 4) Représente l'incidence, sur les états financiers, de la transition du référentiel comptable antérieur aux IFRS, à l'exception des changements de présentation. Les ajustements significatifs sont décrits ci-après, et leur incidence sur l'impôt sur le résultat est décrite au paragraphe 13).

5) *Démantèlement et remise en état*

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

Conformément à IFRS 1, la Société a décidé de réévaluer les coûts liés au démantèlement et à la remise en état à la date de transition et a estimé l'actif connexe en actualisant le passif à la date à laquelle le passif a pris naissance et a recalculé les amortissements et la déplétion cumulés aux termes des IFRS. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	(657)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	—	27
Provisions	—	257
Différences de conversion	—	1
Résultats non distribués	—	(942)
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	(10)	(30)
Charges (produits) de financement	(4)	(14)
Différences de conversion	—	1

6) *Cessions*

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	—	(16)
Provisions	—	(11)
Différences de conversion	—	(4)
Résultats non distribués	—	31
Gain à la cession d'actifs	(17)	(31)
Différences de conversion liées aux actifs détenus en vue de la vente	(1)	—
Différences de conversion reclassées au résultat net	1	(4)

7) *Contrats de location*

Conformément à IFRS 1, la Société a décidé d'évaluer si certaines ententes contiennent ou non un contrat de location sur la base des faits et des circonstances qui existaient à la date de transition. À la suite de cette évaluation, la Société a comptabilisé certaines ententes comme des contrats de location-financement aux termes des IFRS. Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	102
Dette à long terme	—	142
Résultats non distribués	—	(40)
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	2	5
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(5)	(11)
Charges (produits) de financement	3	10

8) *Décomptabilisation d'actifs*

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	(120)
Résultats non distribués	—	(120)
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	5	7

9) *Juste valeur en tant que coût présumé*

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Actifs détenus en vue de la vente	—	(21)
Immobilisations corporelles, montant net	—	(525)
Résultats non distribués	—	(546)
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	(257)	(360)

10) *Avantages du personnel*

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

Aux termes du référentiel comptable antérieur, la période de comptabilisation en charges des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite autres que les prestations de retraite commençait à la date d'embauche de l'employé. Aux termes des IFRS, cette période débute lorsque l'employé atteint 45 ans, date à laquelle il commence à se constituer des prestations en vertu de ces régimes.

Les répercussions sur les états financiers sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Autres passifs non courants	—	379
Résultats non distribués	—	(379)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(11)	(21)
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies	(79)	(370)

11) Rémunération fondée sur des actions

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Créditeurs et charges à payer	—	101
Autres passifs non courants	—	27
Surplus d'apport	—	5
Résultats non distribués	—	(133)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	21	7

12) Change

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Différences de conversion	—	248
Résultats non distribués	—	(248)

13) *Impôt sur le résultat*

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	30 septembre 2010 et période de neuf mois close à cette date
Immobilisations corporelles, montant net	—	(26)
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	—	(5)
Passif d'impôt différé	—	(567)
Résultats non distribués	—	546
Charge d'impôt différé	67	109
Écarts actuariels des régimes de retraite à prestations définies	20	94

14) *Résultat par action ordinaire*

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

L'incidence de ce changement sur le résultat net utilisé dans le calcul du résultat dilué par action pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2010 est présentée à la note 11.

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

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

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

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

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

Changements aux états consolidés du résultat global

(Augmentation (diminution), en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2010	Période de neuf mois close le 30 septembre 2010
Produits liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(1 119)	(2 050)
Autres produits	(45)	51
Charges liées aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	(1 164)	(1 999)
Résultat net	—	—

6. INFORMATION SECTORIELLE

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

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

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

Trimestres clos les 30 septembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 096	1 729	1 490	1 464	7 427	5 140	21	—	11 034	8 333
Produits intersectoriels	1 208	709	52	200	5	55	(1 265)	(964)	—	—
Moins les redevances	(237)	(290)	(303)	(326)	—	—	—	—	(540)	(616)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	3 067	2 148	1 239	1 338	7 432	5 195	(1 244)	(964)	10 494	7 717
Autres produits	19	113	11	—	23	(11)	131	(147)	184	(45)
	3 086	2 261	1 250	1 338	7 455	5 184	(1 113)	(1 111)	10 678	7 672
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	268	226	135	—	6 123	4 258	(1 239)	(1 009)	5 287	3 475
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 178	1 066	154	231	492	554	(10)	70	1 814	1 921
Transport	91	63	26	73	59	50	6	(8)	182	178
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	337	294	360	526	112	112	25	15	834	947
Exploration	1	1	16	78	—	—	—	—	17	79
Profit à la cession d'actifs	—	—	(56)	(546)	(1)	(16)	—	—	(57)	(562)
Frais de démarrage de projets	59	21	—	—	—	—	—	—	59	21
Charges (produits) de financement	19	30	(6)	27	(7)	3	603	(150)	609	(90)
	1 953	1 701	629	389	6 778	4 961	(615)	(1 082)	8 745	5 969
Résultat avant impôt	1 133	560	621	949	677	223	(498)	(29)	1 933	1 703
Impôt sur le résultat	296	147	201	268	198	64	(49)	—	646	479
Résultat net	837	413	420	681	479	159	(449)	(29)	1 287	1 224

(en millions de dollars)	30 septembre 2011	31 décembre 2010
Total de l'actif		
Sables pétrolifères	40 813	39 382
Exploration et production	14 102	15 899
Raffinage et commercialisation	13 094	11 292
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	3 672	2 034
Total	71 681	68 607

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	6 376	4 981	4 462	4 648	19 928	14 994	47	25	30 813	24 648
Produits intersectoriels	3 099	1 877	418	616	145	206	(3 662)	(2 699)	—	—
Moins les redevances	(521)	(542)	(1 032)	(1 085)	—	—	—	—	(1 553)	(1 627)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	8 954	6 316	3 848	4 179	20 073	15 200	(3 615)	(2 674)	29 260	23 021
Autres produits	26	418	(4)	1	67	19	304	(195)	393	243
	8 980	6 734	3 844	4 180	20 140	15 219	(3 311)	(2 869)	29 653	23 264
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 191	728	441	163	16 128	12 527	(3 582)	(2 576)	14 178	10 842
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	3 751	3 267	574	664	1 572	1 602	142	118	6 039	5 651
Transport	265	203	86	191	172	143	2	(24)	525	513
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	982	1 002	1 561	1 448	326	326	60	49	2 929	2 825
Exploration	49	6	57	171	—	—	—	—	106	177
Perte (profit) à la cession d'actifs	106	11	40	(972)	(11)	(19)	(1)	1	134	(979)
Frais de démarrage de projets	142	45	—	3	—	—	—	—	142	48
Charges (produits) de financement	55	82	44	48	(2)	4	483	181	580	315
	6 541	5 344	2 803	1 716	18 185	14 583	(2 896)	(2 251)	24 633	19 392
Résultat avant impôt	2 439	1 390	1 041	2 464	1 955	636	(415)	(618)	5 020	3 872
Impôt sur le résultat	626	354	1 019	912	536	184	(38)	(121)	2 143	1 329
Résultat net	1 813	1 036	22	1 552	1 419	452	(377)	(497)	2 877	2 543

7. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

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

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

Au 30 septembre 2011, la valeur comptable résiduelle de l'actif net de la Société en Libye s'établissait à environ 400 M\$.

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

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 » des états consolidés du résultat global.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Charge de rémunération fondée sur des actions réglée en actions	20	11	81	36
Charge (recouvrement) de rémunération fondée sur des actions réglée en trésorerie	(276)	99	(165)	36
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	(256)	110	(84)	72

9. OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Au troisième trimestre de 2011, la Société a annoncé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 500 M\$ entre le 6 septembre 2011 et le 5 septembre 2012. Au cours du trimestre, la Société a racheté 5,0 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 141 M\$. Du montant versé, 65 M\$ ont été imputés au capital social et 76 M\$, aux résultats non distribués.

Au 30 septembre 2011, la Société a comptabilisé un passif de 125 M\$ pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction des opérations de négociation de titres à l'interne prévue aux termes d'une convention de rachat d'actions automatique conclue avec un courtier indépendant. Du passif comptabilisé, 61 M\$ ont été imputés au capital social et 64 M\$, aux résultats non distribués.

10. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	closes les 30 septembre 2010
Intérêts sur la dette	153	174	485	531
Intérêts incorporés	(150)	(65)	(402)	(203)
Charge d'intérêts	3	109	83	328
Augmentation des passifs	39	45	122	141
Perte (profit) de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	610	(252)	362	(136)
Autres pertes (profits) de change	(43)	8	13	(18)
Total des charges (produits) de financement	609	(90)	580	315

11. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	closes les 30 septembre 2010
Résultat net	1 287	1 224	2 877	2 543
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme réglées en actions ⁽¹⁾	(84)	—	(98)	(43)
Résultat net – dilué	1 203	1 224	2 779	2 500
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 573	1 563	1 572	1 562
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	9	11	12	14
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 582	1 574	1 584	1 576
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,82	0,78	1,83	1,63
Résultat dilué par action	0,76	0,78	1,75	1,59

(1) 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 actions avait l'effet dilutif le plus important pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 et pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2010.

12. 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.

Au premier trimestre de 2011, la Société a conclu la vente de certains actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni pour un produit net de 90 M€ (140 M\$ CA). Au deuxième trimestre de 2011, la Société a réalisé la vente de certains actifs non essentiels situés dans le nord de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique pour un produit net de 92 M\$.

Au troisième trimestre de 2011, la Société a conclu la vente de certains actifs non essentiels situés dans le nord de l'Alberta pour un produit net de 72 M\$.

Au 30 septembre 2011, la Société n'avait aucun actif ni passif classés comme détenus en vue de la vente.

Au 31 décembre 2010, les actifs et les passifs classés comme détenus en vue de la vente se présentaient comme suit :

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

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

13. GOODWILL ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

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

14. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2011	30 septembre 2010	2011	30 septembre 2010
Charge (économie) d'impôt sur le résultat :				
Exigible :				
Canada	44	34	84	50
Étranger	195	267	737	749
Différé :				
Canada	417	223	1 091	574
Étranger	(10)	(45)	231	(44)
Total de la charge d'impôt sur le résultat	646	479	2 143	1 329

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

15. COENTREPRISE AVEC TOTAL

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

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

Au total, Suncor a constaté une perte de 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.

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le
	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 sept. 2011	30 sept. 2010	31 déc. 2010
Sables pétrolifères								
Production (kbj)								
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)								
Syncrude)	326,6	243,4	322,1	325,9	306,6	297,4	268,6	283,0
Firebag (kbj de bitume)	54,8	56,4	55,2	52,9	50,4	55,5	53,9	53,6
MacKay River (kbj de bitume)	29,0	29,4	32,1	32,9	28,8	30,2	31,0	31,5
Syncrude	35,9	33,8	38,5	37,9	31,7	36,1	34,3	35,2
Ventes (kbj) (à l'exclusion de Syncrude)								
Brut léger peu sulfureux	80,4	50,5	101,0	84,5	84,5	77,2	81,6	82,3
Diesel	30,7	11,5	18,5	12,2	25,8	20,3	23,2	20,4
Brut léger sulfureux	194,6	146,8	183,0	189,8	165,8	174,9	130,1	145,2
Bitume	24,0	34,0	23,7	24,9	21,2	27,2	33,6	31,4
Total des ventes	329,7	242,8	326,2	311,4	297,3	299,6	268,5	279,3
Prix de vente moyen⁽¹⁾ (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)								
Brut léger peu sulfureux*	95,75	107,96	90,47	83,02	75,49	96,10	77,63	79,03
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	81,65	85,98	79,05	70,29	66,39	82,04	67,95	68,63
Total *	85,09	90,56	82,59	73,75	68,97	85,67	70,89	71,69
Total	85,09	90,56	82,59	70,95	67,53	85,67	69,05	69,58
Prix de vente moyen – Syncrude ⁽¹⁾ (\$/b)	98,35	111,86	93,33	84,40	78,83	100,80	79,79	80,93
Charges opérationnelles (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)								
Charges décaissées	34,70	46,25	33,60	34,35	32,15	37,45	35,40	35,05
Gaz naturel	1,90	2,95	2,55	2,30	1,10	2,45	3,05	2,85
Diluant importé**	—	1,80	—	0,05	0,05	0,50	1,00	0,75
Charges opérationnelles décaissées⁽²⁾	36,60	51,00	36,15	36,70	33,30	40,40	39,45	38,65
Frais de démarrage de projets	1,95	2,05	1,30	0,95	0,70	1,75	0,60	0,70
Total des charges opérationnelles décaissées⁽³⁾	38,55	53,05	37,45	37,65	34,00	42,15	40,05	39,35
Amortissements et dépréciation	9,90	13,10	8,30	9,15	8,90	10,20	12,00	11,15
Total des charges opérationnelles⁽⁴⁾	48,45	66,15	45,75	46,80	42,90	52,35	52,05	50,50
Charges opérationnelles – Syncrude*** (\$/b)								
Charges décaissées	38,50	37,40	35,30	32,85	39,20	37,00	35,40	34,70
Gaz naturel	2,70	3,15	3,40	3,05	2,75	3,10	3,30	3,25
Charges opérationnelles décaissées⁽²⁾	41,20	40,55	38,70	35,90	41,95	40,10	38,70	37,95
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées⁽³⁾	41,20	40,55	38,70	35,90	41,95	40,10	38,70	37,95
Amortissements et dépréciation	11,75	14,10	20,25	12,55	14,85	15,45	13,15	13,00
Total des charges opérationnelles⁽⁴⁾	52,95	54,65	58,95	48,45	56,80	55,55	51,85	50,95
Charges opérationnelles – production de bitume <i>in situ</i> seulement (\$/b)								
Charges décaissées	21,50	18,50	16,60	16,50	17,15	18,85	14,30	14,85
Gaz naturel	5,55	5,65	5,40	4,80	5,25	5,55	5,80	5,55
Charges opérationnelles décaissées⁽⁵⁾	27,05	24,15	22,00	21,30	22,40	24,40	20,10	20,40
Frais de démarrage de projets	6,30	5,20	4,20	3,35	2,50	5,20	1,60	2,05
Total des charges opérationnelles décaissées⁽⁶⁾	33,35	29,35	26,20	24,65	24,90	29,60	21,70	22,45
Amortissements et dépréciation	7,05	6,30	5,65	5,55	5,90	6,30	5,20	5,30
Total des charges opérationnelles⁽⁷⁾	40,40	35,65	31,85	30,20	30,80	35,90	26,90	27,75

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

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le
	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 sept. 2011	30 sept. 2010	31 déc. 2010
Exploration et production								
Production totale (kbep/j)	183,5	182,8	240,7	261,8	297,2	202,4	308,9	296,9
Amérique du Nord (activités terrestres)								
Production								
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	346	370	379	407	500	365	561	522
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	4,8	5,3	5,4	5,1	7,6	5,2	10,0	8,8
Production brute totale (Mpi ³ e/j)	375	402	411	438	546	396	621	575
Prix de vente moyen ⁽¹⁾								
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,52	3,75	3,72	3,38	3,71	3,66	4,25	4,04
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	83,98	88,90	77,85	71,02	60,16	83,57	66,37	67,06
Côte Est du Canada								
Production (kb/j)								
Terra Nova	19,4	14,4	16,9	19,0	17,2	16,9	24,6	23,2
Hibernia	32,0	32,1	29,2	30,9	32,3	31,1	30,9	30,9
White Rose	17,7	18,5	18,9	13,0	16,8	18,4	14,9	14,5
	69,1	65,0	65,0	62,9	66,3	66,4	70,4	68,6
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/b)	111,30	112,19	104,01	87,12	78,78	109,23	78,11	80,20
International								
Production (kbep/j)								
<i>Mer du Nord</i>								
Buzzard	33,1	32,7	50,3	55,6	58,6	38,8	55,5	55,5
Autres – Mer du Nord	—	—	15,4	18,7	25,2	5,1	25,2	23,5
<i>Autres – International</i>								
Libye	—	—	24,1	34,7	35,4	8,0	35,4	35,2
Syrie	18,8	18,1	17,4	16,9	16,5	18,1	9,9	11,6
Trinité-et-Tobago	—	—	—	—	4,2	—	9,0	6,7
	51,9	50,8	107,2	125,9	139,9	70,0	135,0	132,5
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/bep)								
Buzzard	111,60	113,24	94,12	85,46	75,60	104,59	75,35	77,91
Autres – Mer du Nord****	—	—	92,49	82,77	79,40	92,49	76,38	78,16
Autres – International	93,94	91,42	91,92	83,06	70,22	92,30	66,33	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					Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le
	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 sept. 2011	30 sept. 2010	31 déc. 2010
Raffinage et commercialisation								
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)								
Carburants de transport								
Essence	21,4	20,9	21,1	22,9	22,5	21,1	22,0	22,2
Distillats	12,7	12,8	13,4	13,7	11,7	12,9	12,2	12,4
Total des ventes de carburants de transport	34,1	33,7	34,5	36,6	34,2	34,0	34,2	34,6
Produits pétrochimiques	2,3	2,2	2,3	2,4	2,5	2,2	2,5	2,5
Asphalte	3,5	2,2	1,7	2,4	3,7	2,5	2,8	2,7
Autres	4,4	6,2	6,1	5,3	6,0	5,7	5,4	5,5
Total des ventes de produits raffinés	44,3	44,3	44,6	46,7	46,4	44,4	44,9	45,3
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	32,3	31,9	33,1	29,7	30,7	32,4	30,8	30,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	94	97	87	90	95	90	89
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)								
Carburants de transport								
Essence	19,7	18,6	17,0	18,3	19,9	18,5	19,1	18,9
Distillats	22,7	17,9	20,8	23,2	17,4	21,0	16,9	18,5
Total des ventes de carburants de transport	42,4	36,5	37,8	41,5	37,3	39,5	36,0	37,4
Asphalte	1,9	1,2	0,5	0,9	1,5	1,2	1,4	1,3
Autres	2,1	1,9	2,0	2,0	3,7	1,9	4,5	3,8
Total des ventes de produits raffinés	46,4	39,6	40,3	44,4	42,5	42,6	41,9	42,5
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	36,2	27,0	35,3	36,5	36,6	32,8	34,0	34,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	100	75	97	101	101	91	94	95

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

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le
	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 sept. 2011	30 sept. 2010	31 déc. 2010
Revenus nets								
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ³ e)								
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	4,82	5,15	4,72	4,47	4,63	4,90	5,38	5,21
Redevances	(0,48)	(0,54)	(0,44)	(0,44)	(0,54)	(0,49)	(0,59)	(0,56)
Frais de transport	(0,26)	(0,25)	(0,20)	(0,32)	(0,46)	(0,24)	(0,44)	(0,42)
Charges opérationnelles	(1,71)	(1,35)	(1,49)	(1,72)	(1,44)	(1,51)	(1,41)	(1,47)
Revenus opérationnels nets	2,37	3,01	2,59	1,99	2,19	2,66	2,94	2,76
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	112,84	114,23	105,84	89,35	81,06	111,03	80,28	82,38
Redevances	(33,56)	(34,99)	(32,04)	(29,17)	(25,49)	(33,53)	(27,63)	(27,99)
Frais de transport	(1,54)	(2,04)	(1,83)	(2,23)	(2,28)	(1,80)	(2,17)	(2,18)
Charges opérationnelles	(6,69)	(7,26)	(8,14)	(7,57)	(6,80)	(7,35)	(6,41)	(6,68)
Revenus opérationnels nets	71,05	69,94	63,83	50,38	46,49	68,35	44,07	45,53
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)								
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	113,65	115,21	96,09	87,30	77,43	106,58	77,17	79,73
Frais de transport	(2,05)	(1,97)	(1,97)	(1,84)	(1,83)	(1,99)	(1,82)	(1,82)
Charges opérationnelles	(6,34)	(6,66)	(3,50)	(2,80)	(2,90)	(5,21)	(3,16)	(3,07)
Revenus opérationnels nets	105,26	106,58	90,62	82,66	72,70	99,38	72,19	74,84
Mer du Nord – Autres (\$/bep) ^{****}								
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	—	—	94,86	85,73	81,13	94,86	78,97	80,86
Frais de transport	—	—	(2,37)	(2,96)	(1,73)	(2,37)	(2,59)	(2,70)
Charges opérationnelles	—	—	(17,82)	(16,45)	(13,59)	(17,82)	(15,28)	(15,60)
Revenus opérationnels nets	—	—	74,67	66,32	65,81	74,67	61,10	62,56
International – Autres (\$/bep)								
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	94,23	91,67	92,28	82,74	70,54	92,62	66,70	70,59
Redevances	(46,89)	(41,35)	(64,12)	(18,37)	(30,30)	(55,01)	(31,64)	(30,67)
Frais de transport	(0,29)	(0,25)	(0,36)	0,32	(0,32)	(0,32)	(0,37)	(0,20)
Charges opérationnelles	(6,84)	(8,48)	(5,21)	(6,38)	(4,49)	(6,35)	(4,74)	(5,13)
Revenus opérationnels nets	40,21	41,59	22,59	58,31	35,43	30,94	29,95	34,59

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

Sommaire trimestriel des résultats opérationnels (suite)

Mesures financières hors PCGR

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

Définitions

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

Notes explicatives

- * Compte non tenu de l'incidence des activités de couverture.
- ** Les charges opérationnelles décaissées comprennent les coûts d'achat du diluant nécessaire à la livraison du bitume par pipeline. Dans des conditions opérationnelles normales, la production interne suffit aux besoins en diluant.
- *** Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- **** L'information relative au prix et aux revenus nets pour le trimestre clos le 31 mars 2011 a été retraitée afin de tenir compte des ajustements de clôture se rapportant à la vente de ces actifs.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc.

1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



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