



## TROISIÈME TRIMESTRE 2010

Rapport aux actionnaires pour la période terminée le 30 septembre 2010

# Résultats du troisième trimestre 2010 de Suncor Énergie

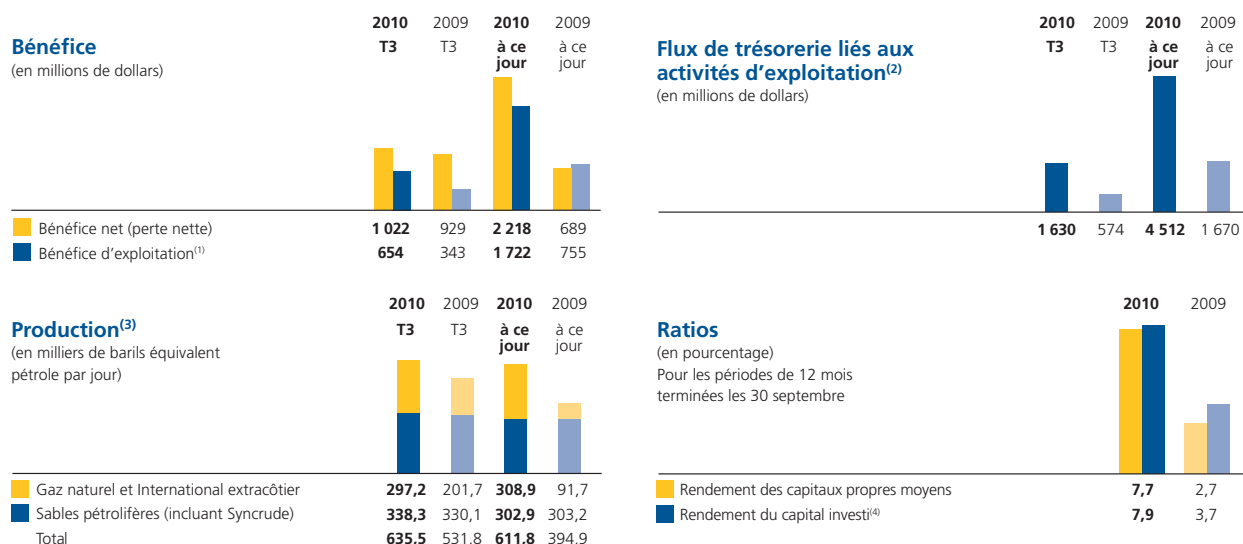
Les informations financières ne sont pas vérifiées et elles sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certaines mesures financières citées dans ce document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Pour une description de ces mesures, se reporter à la rubrique « Mesures financières non définies par les PCGR » figurant à la page 48 du rapport aux actionnaires pour la période terminée le 30 septembre 2010. Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en millions de pieds cubes équivalent gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>e), en supposant que six mille pieds cubes de gaz naturel équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) ou en milliers de bep (Kbep) selon le même ratio. Les mesures exprimées en Mpi<sup>3</sup>e, bep et Kbep peuvent être trompeuses, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel repose sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de la valeur à la tête du puits.

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor Énergie Inc. a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Ainsi, les résultats du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 correspondent aux résultats de Suncor après la fusion, tandis que les chiffres correspondants du trimestre terminé le 30 septembre 2009 rendent compte des résultats de Suncor après la fusion pour les deux derniers mois et des résultats de l'ancienne société Suncor pour le premier mois et ceux de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, des résultats de Suncor après la fusion pour les deux derniers mois et des résultats de l'ancienne société Suncor avant la fusion pour les sept premiers mois.

Suncor Énergie Inc. a enregistré un bénéfice net de 1,022 milliard \$ (0,65 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2010, comparativement à un bénéfice net de 929 millions \$ (0,69 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2009. Au troisième trimestre de 2010, le bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup> s'est élevé à 654 millions \$ (0,42 \$ par action ordinaire), comparativement à 343 millions \$ (0,25 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2009.

La hausse du bénéfice d'exploitation est essentiellement attribuable à l'accroissement de la production en amont et aux prix de référence plus élevés au troisième trimestre de 2010 qu'au troisième trimestre de 2009. La hausse des prix de référence a été en partie contrebalancée par l'accroissement des différentiels de prix entre le brut léger et le brut lourd et par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>(2)</sup> se sont établis à 1,630 milliard \$ (1,04 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2010, contre 574 millions \$ (0,43 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2009. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation s'explique essentiellement par l'accroissement des volumes de production et par la hausse des prix réalisés.



(1) Mesure non définie par les PCGR. Un rapprochement du bénéfice net et du bénéfice d'exploitation est présenté à la page 2.

(2) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 48.

(3) Inclut la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude.

(4) Mesure non définie par les PCGR. Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours. Se reporter à la page 48.

**Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois	
	2010	30 septembre 2009	2010	terminées les 30 septembre 2009
Bénéfice d'exploitation net, montant établi	<b>1 022</b>	929	<b>2 218</b>	689
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques <sup>(2)</sup>	<b>(28)</b>	(182)	<b>(185)</b>	544
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(220)</b>	(386)	<b>(120)</b>	(643)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>45</b>	72	<b>(13)</b>	116
Frais de démarrage de projets	<b>18</b>	9	<b>39</b>	21
Coûts liés au report de projets de croissance	<b>28</b>	39	<b>82</b>	150
Frais de fusion et d'intégration	<b>22</b>	51	<b>61</b>	67
Gains liés à des cessions <sup>(3)</sup>	<b>(491)</b>	—	<b>(798)</b>	—
Pertes de valeur et radiations <sup>(4)</sup>	<b>220</b>	—	<b>376</b>	—
Ajustements des charges estimatives liées aux actifs acquis dans le cadre de la fusion <sup>(5)</sup>	<b>38</b>	—	<b>62</b>	—
Incidence de l'ajustement de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs <sup>(6)</sup>	—	152	—	152
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada <sup>(7)</sup>	—	(438)	—	(438)
Incidence de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur <sup>(8)</sup>	—	97	—	97
<b>Bénéfice d'exploitation total <sup>(1)</sup></b>	<b>654</b>	343	<b>1 722</b>	755

(1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non définie par les PCGR qui se calcule en ajustant le bénéfice net en fonction des éléments importants qui ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation et qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre. Tous les éléments de rapprochement sont présentés après impôts.

(2) La Société ajuste le bénéfice d'exploitation pour tenir compte de la variation de la juste valeur des instruments dérivés importants servant à gérer les risques liés au pétrole brut. La Société détient aussi des instruments dérivés moins importants servant à gérer les risques dans d'autres secteurs et l'ajustement n'en tient pas compte. Avant le quatrième trimestre de 2009, la Société ajustait le bénéfice d'exploitation pour tenir compte de la juste valeur de tous les contrats dérivés sur marchandises, y compris ceux qui étaient conclus en vue de gagner des produits découlant des activités de négociation de l'énergie. Les données correspondantes ont été retraitées afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période à l'étude.

(3) Les gains comprennent le gain à la vente d'actifs du secteur du gaz naturel non essentiels, d'actifs et de participations dans des actifs du secteur International et extracôtier, de biens non prouvés et de sites de vente au détail.

(4) Comprend une baisse de valeur des biens de gaz naturel par suite de la diminution des prix du gaz naturel et d'une réduction de la valeur comptable fondée sur le prix de vente prévu pour les actifs du secteur International et extracôtier. Les chiffres à ce jour tiennent aussi compte d'une réduction de valeur d'une partie du matériel d'extraction du secteur Sables pétrolifères et d'une réduction de valeur de baux fonciers qui n'ont pas été renouvelés par le secteur Gaz naturel.

(5) Au troisième trimestre de 2010, d'anciens engagements relatifs aux pipelines pris par Petro-Canada ont été jugés défavorables à la suite de certaines cessions d'actifs du secteur Gaz naturel. Le total depuis le début de l'exercice tient compte des ajustements pour les engagements relatifs aux pipelines défavorables, des ajustements apportés aux coûts estimatifs liés à l'accord de partage de l'exportation-production en Libye, d'un forage improductif en Libye, de la radiation de biens non prouvés dans le secteur Gaz naturel et de la provision pour l'unité de cokéfaction de Montréal.

(6) Incidence d'une augmentation des passifs d'impôts futurs par suite d'une répartition provinciale révisée aux fins de l'impôt sur les bénéfices par suite de la fusion avec Petro-Canada.

(7) Incidence de la valeur de règlement présumée attribuée au contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada au moment de la conclusion de la fusion.

(8) Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion ont été vendus au troisième trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative non récurrente sur le bénéfice.

La production en amont de Suncor a totalisé en moyenne 635 500 bep/j au troisième trimestre de 2010, contre 531 800 bep/j au troisième trimestre de 2009. La hausse des rendements d'exploitation, qui ont été plus élevés en juillet et en août dans le secteur Sables pétrolifères et, tout au long du trimestre, dans le secteur International et extracôtier, et un mois de production supplémentaire lié aux actifs de l'ancienne société Petro-Canada en 2010, ont contribué à cette hausse. Ces facteurs ont toutefois été contrebalancés par l'incidence sur la production des travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

La production du secteur Sables pétrolifères (compte non tenu de la quote-part proportionnelle de la coentreprise Syncrude) s'est établie en moyenne à 306 600 barils par jour (b/j) au troisième trimestre de 2010, contre 305 300 b/j au troisième trimestre de 2009. La production du secteur Sables pétrolifères de juillet et d'août 2010, qui s'est élevée respectivement à 322 000 b/j et à 331 000 b/j, a été contrebalancée par la production de septembre, qui s'est établie en moyenne à 264 000 b/j. Les travaux de maintenance planifiés à l'une de nos deux usines de valorisation de sables pétrolifères en septembre et en octobre ont pesé sur la production au troisième trimestre de 2010.

« Ce trimestre est l'un des meilleurs qu'ait connus Suncor pour la production de sables pétrolifères, affirme Rick George, président et chef de la direction. D'avoir atteint de tels volumes tout en réalisant des travaux de maintenance majeurs prouve l'existence de bases solides qui assurent la production future. »

Les décaissements d'exploitation liés aux activités de Suncor dans le secteur Sables pétrolifères (compte non tenu de Syncrude) ont augmenté pour atteindre 33,60 \$ par baril au troisième trimestre de 2010, contre 32,25 \$ par baril au troisième trimestre de 2009. L'augmentation des décaissements d'exploitation par baril s'explique essentiellement par la constatation d'un mois additionnel de coûts liés aux actifs *in situ* de l'ancienne société Petro-Canada, compensée par une diminution de la consommation de gaz naturel au troisième trimestre de 2010.

La quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude s'est établie à 31 700 b/j environ au troisième trimestre de 2010, contre 24 800 b/j au troisième trimestre de 2009. Cette hausse est principalement attribuable à la constatation d'un mois de production additionnel par suite de la fusion.

Dans le secteur du gaz naturel, la production a atteint en moyenne 546 Mpi<sup>3</sup>e par jour au troisième trimestre de 2010, contre 581 Mpi<sup>3</sup>e par jour au troisième trimestre de 2009. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution des volumes de production découlant de la cession d'actifs non essentiels au cours de l'exercice 2010, en partie compensée par un accroissement de la production par suite de la fusion.

La production du secteur International et extracôtier s'est chiffrée en moyenne à 206 200 bep/j au troisième trimestre de 2010, contre 104 900 bep/j au troisième trimestre de 2009. Cette hausse est essentiellement attribuable à la constatation d'un mois additionnel de production liée aux actifs de l'ancienne société Petro-Canada en 2010, à l'accroissement de la production à White Rose sur la Côte Est du Canada et à la nouvelle production du projet gazier d'Ebla en Syrie, dont la mise en service a eu lieu au deuxième trimestre de 2010. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les quotas qui ont nui à la production en Libye.

Les résultats du secteur du raffinage et de la commercialisation ont aussi bénéficié du mois supplémentaire d'activité après la fusion. Les ventes de produits raffinés ont totalisé en moyenne 88 900 mètres cubes par jour au troisième trimestre de 2010, contre 69 900 mètres cubes par jour au troisième trimestre de 2009.

## Mise à jour sur la stratégie et les activités

Dans son entreprise de sables pétrolifères, Suncor poursuit les travaux de construction de la troisième phase d'agrandissement du projet *in situ* de sables pétrolifères de Firebag. Il est actuellement prévu que la production de pétrole débutera au deuxième trimestre de 2011. Les volumes de production augmenteront ensuite sur une période estimative de 18 à 24 mois pour atteindre la capacité de production prévue d'environ 62 500 b/j de bitume. Suncor poursuit également les travaux de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, qui devraient augmenter la capacité de production de 62 500 b/j de bitume de plus.

Dans le cadre des activités de Suncor sur la Côte Est du Canada, le forage de développement se poursuit dans la zone North Amethyst des extensions de White Rose, 11 puits devant être forés d'ici la fin de 2012. Le forage de développement de la première phase de mise en valeur du projet West White Rose a commencé en août, la première production de pétrole étant prévue pour le début de 2011. Le projet d'extension de la zone Hibernia South devrait entrer en production en 2011.

Suncor poursuit son projet de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels et a conclu les opérations suivantes au troisième trimestre :

- Le 5 août 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée des actifs de Trinité-et-Tobago, pour un produit net de 378 M\$ US.
- Le 13 août 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée des actions de Petro-Canada Netherlands B.V., pour un produit net de 316 M€.
- Le 31 août 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée de ses actifs de gaz naturel non essentiels situés dans la région centre-ouest de l'Alberta, connus sous les noms de Bearberry et de Ricinus, pour un produit net de 275 M\$.
- Le 8 septembre 2010, la Société a conclu un accord portant sur la vente de ses actifs extracôtiers non essentiels situés au Royaume-Uni, pour un produit brut de 240 M€. La vente devrait être conclue au premier trimestre de 2011 et est soumise aux conditions de clôture, aux ajustements de clôture du prix d'achat et aux approbations réglementaires et autres approbations habituelles pour des transactions de cette nature.
- Le 30 septembre 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée de ses biens de gaz naturel non essentiels situés dans le sud de l'Alberta, connus sous le nom de Wildcat Hills, pour un produit net de 351 M\$.

À ce jour, Suncor a vendu ou a conclu des ententes pour vendre des actifs pour une contrepartie totale d'environ 3,5 milliards \$, avant les ajustements de clôture.

En septembre, Suncor a posé un jalon important dans le secteur, en devenant la première société du secteur des sables pétrolifères à achever une remise en état de la surface d'un bassin de résidus, une étape essentielle du retour à l'état naturel du bassin. Le site d'une superficie de 220 hectares est situé aux installations d'exploitation minière de Suncor au nord de Fort McMurray. Connu sous le nom de Wapisiw Lookout, ce bassin a été le premier bassin de stockage de résidus de sables pétrolifères de la Société, qui l'a mis en place au début de ses activités commerciales, en 1967.

Dans le cadre des activités d'énergie renouvelable de Suncor, le projet d'agrandissement de l'usine de production d'éthanol de St. Clair devrait être mené à bien en décembre 2010, selon le budget et l'échéancier établis. L'agrandissement devrait doubler la capacité de production actuelle, les carburants mélangés avec de l'éthanol produits permettant de compenser un volume supplémentaire de 300 000 tonnes de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) par année. La construction du projet d'énergie éolienne de Wintering Hills se poursuit, les travaux devant être terminés d'ici la fin de 2011. Le projet de Wintering Hills devrait compenser un volume supplémentaire de 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année.

« La production d'énergie éolienne et de biocarburants représente un aspect important de la stratégie globale de Suncor pour réduire l'intensité des émissions de carbone dans l'ensemble de son portefeuille d'actifs énergétiques, explique M. George. Nous sommes convaincus qu'investir dans des sources d'énergie renouvelable tout en maintenant nos investissements visant à réduire l'impact environnemental des sources d'énergie existantes est la meilleure façon d'assurer un juste équilibre entre les intérêts économiques et les intérêts environnementaux. »

Au troisième trimestre, Suncor a amorcé la mise en œuvre commerciale d'une nouvelle technologie de gestion des résidus, appelée TRO<sub>TM</sub> (Opérations de réduction des résidus), dans ses activités minières existantes. Les dépenses en immobilisations pour la mise en œuvre à grande échelle du processus TRO<sub>MC</sub> demeurent assujetties à l'approbation du

conseil d'administration. Cette technologie pourrait permettre de réduire de plusieurs décennies le délai de restauration des résidus et le délai de remise en état des habitats naturels des sites de sables pétrolifères.

## Perspectives

Les perspectives de Suncor fournissent les objectifs de la direction pour 2010 dans certains secteurs d'activité clés de la Société. Les utilisateurs de cette information sont avisés qu'il s'agit de renseignements de nature prospective et que les résultats réels peuvent différer de façon importante des objectifs présentés. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à ces perspectives.

Les perspectives de 2010 présentées ci-dessous ont été révisées à partir des perspectives publiées par la direction le 29 juillet 2010. Les principales révisions sont les suivantes :

- Les perspectives relatives au prix obtenu pour les ventes prévues de pétrole brut ont été révisées, le prix par baril, d'abord établi au prix du West Texas Intermediate (WTI) moins 7,00 \$ à 8,00 \$ à Cushing, ayant été ramené au WTI moins 9,75 \$ à 10,75 \$ à Cushing. Cette diminution s'explique par la composition des produits, dont la proportion de brut synthétique sulfureux et de bitume a augmenté par suite d'une interruption de l'unité d'hydrogénation de sables pétrolifères et de perturbations du service de transport par pipeline d'Enbridge, lesquels ont restreint la capacité d'exportation de produits de pétrole brut en provenance de l'ouest du Canada et nuï aux prix obtenus pour le brut synthétique sulfureux et le bitume;
- Les perspectives relatives aux décaissements d'exploitation du secteur Sables pétrolifères, établis en moyenne à entre 38 \$ et 42 \$ par baril, ont été ramenées à entre 38 \$ et 40 \$, en raison surtout du rendement à ce jour;
- Les perspectives de production du secteur Gaz naturel se rapportant aux cessions planifiées non réalisées ont été ramenées de 140 Mpi<sup>3</sup>e à néant par jour par suite de la vente des biens de Ricinus/Bearberry/Wildcat Hills au troisième trimestre de 2010. Bien que le secteur Gaz naturel ait achevé la mise en œuvre de son programme de cessions d'actifs annoncé précédemment et qu'aucune autre cession n'aura d'incidence sur les perspectives de production de 2010, le secteur examine la possibilité de se départir d'autres actifs, sous réserve de l'approbation du conseil d'administration, dans le cadre de l'alignement stratégique;
- Les perspectives de production de la Côte Est du Canada sont passées de 65 000 b/j (+/- 5 %) à 70 000 b/j (+/- 5 %), en raison essentiellement de l'accroissement du rendement à ce jour;
- Les perspectives de production du secteur International ont été ramenées de 133 000 b/j (+/- 5 %) à 110 000 b/j (+/- 5 %) par suite de la cession des actifs de Trinité-et-Tobago et des actions de Petro-Canada Netherlands B.V. au troisième trimestre de 2010. Les perspectives de production se rapportant aux cessions planifiées non réalisées ont été ramenées de 40 000 b/j à 16 000 b/j en raison aussi des cessions réalisées au troisième trimestre de 2010.

Ces changements ont eu une incidence sur les perspectives de production totale qui ont été rajustées à 590 000 bep par jour (+/- 5 %) par rapport à 610 000 bep par jour (+/- 5 %) et sur les perspectives de production totale liée aux cessions planifiées non réalisées qui ont été rajustées à 16 000 bep par jour par rapport à 63 000 bep par jour.

	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, chiffres réels	Prévisions pour l'ensemble de l'exercice 2010
<b>Production réelle</b> (en bep par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées <sup>(1)</sup>	<b>611 800</b>	590 000 (+/- 5 %)
<b>Production réelle</b> (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées <sup>(1)</sup>	<b>s.o.</b>	16 000
<b>Sables pétrolifères</b> <sup>(2)</sup>		
Production (b/fj)	<b>268 600</b>	280 000 (+/- 5 %)
Ventes		
Diesel	<b>9 %</b>	8 %
Peu sulfureux	<b>30 %</b>	32 %
Sulfureux	<b>48 %</b>	50 %
Bitume	<b>13 %</b>	10 %
Prix obtenus pour les ventes prévues de pétrole brut <sup>(3)</sup>	<b>WTI à Cushing moins 9,54 \$ CA par baril</b>	WTI à Cushing moins 9,75 \$ CA à 10,75 \$ CA par baril
Décaissements d'exploitation <sup>(4)</sup>	<b>39,70 \$ par baril</b>	38 \$ à 40 \$ par baril
<b>Production de Syncrude</b> (b/fj)	<b>34 300</b>	36 000 (+/- 5 %)
<b>Gaz naturel</b>		
Production (Mpi <sup>3</sup> e par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées <sup>(5)</sup>	<b>621</b>	560 (+/- 5 %)
Production (Mpi <sup>3</sup> e par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées	<b>s.o.</b>	s.o.
Gaz naturel	<b>90 %</b>	91 %
Pétrole brut et liquide	<b>10 %</b>	9 %
<b>Côte Est du Canada</b>		
Production (b/fj)	<b>70 400</b>	70 000 (+/- 5 %)
<b>International</b>		
Production (en bep par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées <sup>(1)</sup>	<b>135 000</b>	110 000 (+/- 5 %)
Production (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées <sup>(1)</sup>	<b>s.o.</b>	16 000
Pétrole brut et liquide <sup>(6)</sup>	<b>82 %</b>	87 %
Gaz naturel <sup>(6)</sup>	<b>18 %</b>	13 %

(1) Le moment où les cessions planifiées ont lieu peut influencer sur les résultats de production réels.

(2) Exclut la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude.

(3) Exclut l'incidence des activités de couverture.

(4) Le montant estimatif des décaissements d'exploitation (compte non tenu de Syncrude) 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) un prix moyen du gaz naturel de 5,28 \$ le Kpi<sup>3</sup> au carrefour AECO.

(5) Les prévisions du secteur Gaz naturel pour l'ensemble de l'exercice 2010 sont moins élevées que la production réelle depuis le début de l'exercice en raison des cessions d'actifs réalisées en 2010 mentionnées précédemment.

Les perspectives sont fondées sur les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor pour l'exercice 2010 et sont susceptibles d'être modifiées. Les hypothèses se fondent sur l'expérience de la direction et sa compréhension des tendances historiques, des conditions actuelles, des événements futurs prévus et d'autres facteurs jugés pertinents. Les hypothèses posées pour établir les perspectives du secteur Sables pétrolifères pour l'ensemble de l'exercice 2010 comprennent les projets visant à améliorer la fiabilité et accroître l'efficacité des activités qui, selon nous, devraient réduire au minimum les travaux de maintenance non planifiés en 2010. Les hypothèses posées pour établir les perspectives du secteur Gaz naturel, Côte Est du Canada et International pour l'ensemble de l'exercice 2010 comprennent le rendement des réservoirs, les résultats de forage, la fiabilité des installations, les changements des quotas de production et l'exécution réussie des travaux de maintenance prévus.

## Facteurs de risque influant sur le rendement

Les facteurs pouvant influencer sur les résultats d'exploitation de Suncor en 2010 comprennent notamment :

- l'approvisionnement en bitume. La qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations *in situ* peuvent avoir une incidence sur l'atteinte des niveaux de production cibles en 2010.
- le rendement des installations récemment mises en service. Les taux de production durant la période de rodage initiale du matériel sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance non planifiées.
- la maintenance non planifiée. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires à l'un de nos actifs d'exploitation minière, de production, de valorisation, de raffinage, de transport par pipeline ou d'exploitation extracôtière.
- les révisions planifiées. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des révisions planifiées ne sont pas exécutées de façon adéquate.
- les cessions planifiées. Une incapacité de notre part de conclure les ventes d'actifs planifiées pourrait avoir une incidence sur nos plans de gestion de la dette et notre programme de dépenses en immobilisations.
- les prix des marchandises. Des diminutions importantes du prix du gaz naturel sont susceptibles d'entraîner l'interruption provisoire d'une partie de notre production de gaz naturel.
- les activités à l'étranger. Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs connexes comportent divers risques de nature politique, économique et socio-économique. Les activités de Suncor en Libye peuvent être restreintes par des quotas de production.

La mise à jour sur la stratégie et les activités et les perspectives présentées ci-dessus contiennent des énoncés prospectifs qui comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de Suncor, y compris ceux qui sont mentionnés à la rubrique « Facteurs de risque influant sur le rendement » ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du rapport de gestion inclus dans notre rapport aux actionnaires pour la période terminée le 30 septembre 2010 pour connaître les risques importants et les hypothèses sous-jacentes ayant servi de fondement aux énoncés prospectifs.

## **RAPPORT DE GESTION**

Le 2 novembre 2010

Ce rapport de gestion doit être lu parallèlement avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Suncor au 30 septembre 2010 et avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

### **Mesures financières non définies par les PCGR**

Toutes les informations financières sont présentées en dollars canadiens (\$) CA et sont conformes aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada, sauf indication contraire. Certaines mesures financières citées dans ce document ne sont pas prescrites par les PCGR, soit le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, le rendement du capital investi (RCI) et les charges d'exploitation décaissées. Le bénéfice d'exploitation est rapproché du bénéfice net selon les PCGR à la rubrique « Bénéfice et flux de trésorerie sectoriels – Rapprochement du bénéfice d'exploitation consolidé » du présent rapport de gestion. Les charges d'exploitation décaissées sont présentées à la rubrique « Sables pétrolifères – Charges d'exploitation » et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et le RCI sont décrits à la rubrique « Mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

Ces mesures financières non définies par les PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous avons inclus ces mesures financières non conformes aux PCGR du Canada parce que la direction les utilise pour analyser le rendement d'exploitation, l'endettement et la liquidité. Ces informations supplémentaires ne doivent toutefois pas être utilisées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

### **Mise en garde**

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

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada, désignée sous le nom de « la fusion » dans le présent rapport de gestion. Pour plus de renseignements sur la fusion, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés du 30 septembre 2010.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc., à ses filiales, à ses sociétés de personnes et à ses participations dans des coentreprises, sauf si le contexte exige une interprétation différente. Les expressions « ancienne société Suncor » et « ancienne société Petro-Canada » désignent l'entité applicable avant la date de la fusion.

Les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés incluent les résultats de la société Suncor à compter du 1<sup>er</sup> août 2009, soit après la fusion. En conséquence, les montants présentés dans ce rapport de gestion pour le trimestre terminé le 30 septembre 2009 reflètent les résultats de la société Suncor après la fusion pendant deux mois et ceux de l'ancienne société Suncor pendant un mois, tandis que les chiffres comparatifs présentés pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 reflètent les résultats de la société Suncor après la fusion pendant deux mois et ceux de l'ancienne société Suncor pendant sept mois.



Certaines données ayant trait aux exercices antérieurs ont été reclassées afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en millions de pieds cubes équivalent gaz naturel (Mpi<sup>3e</sup>), selon un ratio de un baril pour six milliers de pieds cubes (Kpi<sup>3</sup>). De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole (bep) ou en milliers de barils équivalent pétrole (Kbep) selon le même ratio. Les unités de mesure « Mpi<sup>3e</sup> », « bep » et « Kbep » peuvent être trompeuses, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel repose sur une méthode de conversion de l'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas forcément une équivalence de valeur à la tête du puits.

Les documents additionnels déposés par Suncor et l'ancienne société Petro-Canada auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 5 mars 2010 (la notice annuelle 2009), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et au [www.sec.gov](http://www.sec.gov), ainsi que sur notre site Web, à l'adresse [www.suncor.com](http://www.suncor.com).

## SOMMAIRE ET FAITS SAILLANTS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

### Description des activités

Suncor est une société d'énergie intégrée ayant son siège social à Calgary, en Alberta. La Société exerce ses activités dans quatre secteurs : Sables pétrolifères, Gaz naturel, International et extracôtier, et Raffinage et commercialisation. En outre, la Société participe à des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie et détient des investissements dans des occasions liées à l'énergie renouvelable, y compris la plus grande usine d'éthanol du Canada selon le volume, et des participations dans quatre projets d'énergie éolienne, un cinquième étant à l'étape de la construction.

Dans le cadre de l'alignement stratégique continu de ses activités, Suncor a entrepris de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels des secteurs Gaz naturel et International et extracôtier. Les résultats des actifs vendus au cours du trimestre, jusqu'à la date de clôture, et de certains actifs que la Société s'attend à vendre sont présentés à titre d'activités abandonnées, conformément aux PCGR. Au 30 septembre 2010, Suncor avait vendu ou conclu des ententes de vente (sous réserve de certaines conditions) visant des actifs pour une contrepartie totale de 3,5 milliards \$ environ, avant les ajustements de clôture, compte tenu d'un objectif de 2 à 4 milliards \$. Le secteur Gaz naturel a réalisé les cessions annoncées précédemment, mais en envisage d'autres, sous réserve de l'approbation du Conseil, dans le cadre de son alignement stratégique.

### Faits saillants

- Un bénéfice net consolidé de 1,022 milliard \$ a été inscrit pour le troisième trimestre de 2010, comparativement à un bénéfice net de 929 millions \$ pour le troisième trimestre de 2009. Le bénéfice d'exploitation du troisième trimestre de 2010 s'est chiffré à 654 millions \$, comparativement à 343 millions \$ pour le troisième trimestre de 2009. La hausse du bénéfice d'exploitation est principalement attribuable à l'accroissement de la production en amont par suite de la fusion et aux prix de référence plus élevés au troisième trimestre de 2010 qu'au troisième trimestre de 2009. Les prix de référence plus élevés ont été en partie contrebalancés par l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.
- Les perturbations du service du pipeline d'Enbridge à la fin juillet et au début septembre ont limité la capacité d'exportation de produits du pétrole brut lourd à partir de l'Ouest canadien. Par conséquent, les écarts de prix sur le pétrole brut lourd se sont accrus et se sont traduits par une diminution des prix réalisés sur le brut sulfureux et le bitume dans la dernière partie du troisième trimestre de 2010, diminution qui s'est poursuivie au début du quatrième trimestre.

- Une des unités d'hydrogène des installations de sables pétrolifères a subi une panne non planifiée à la fin août 2010. Cette panne a eu une incidence sur la composition de la production de sables pétrolifères en faisant augmenter la proportion de produits de brut sulfureux de moindre valeur, mais n'a pas eu d'effet sur le total des volumes de production.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont totalisé 1,630 milliard \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 574 millions \$ au troisième trimestre de 2009. Cette hausse s'explique principalement par l'amélioration du bénéfice d'exploitation et l'ajout, au cours du dernier trimestre, de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation après la fusion pendant un mois supplémentaire.
- La production en amont totale s'est chiffrée à 635 500 bep par jour (bep/j) au troisième trimestre de 2010, contre 531 800 bep/j au troisième trimestre de 2009. Cette hausse est attribuable à l'amélioration du rendement d'exploitation du secteur Sables pétrolifères en juillet et août et du secteur International et extracôtier pendant tout le trimestre, ainsi qu'à l'augmentation des volumes de production découlant du calendrier de la fusion. Ces facteurs ont été contrebalancés par la maintenance planifiée de l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères et de certaines installations d'approvisionnement en bitume.
- Dans le secteur du raffinage et de la commercialisation, les ventes de produits pétroliers raffinés ont totalisé en moyenne 88 900 mètres cubes par jour au troisième trimestre de 2010, contre 69 900 mètres cubes par jour au troisième trimestre de 2009, du fait des volumes de vente additionnels qui ont été constatés en raison de la date de clôture de la fusion.
- Le 5 août 2010, la Société a conclu la vente, annoncée précédemment, de ses actifs situés à Trinité-et-Tobago, pour un produit net de 378 millions \$ US.
- Le 13 août 2010, la Société a conclu la vente, annoncée précédemment, de ses actions dans Petro-Canada Netherlands B.V., pour un produit net de 316 millions €.
- Le 31 août 2010, la Société a conclu la vente, annoncée précédemment, de ses actifs de gaz naturel non essentiels situés dans la région centre-ouest de l'Alberta, connus sous les noms de Bearberry et de Ricinus, pour un produit net total de 275 millions \$.
- Le 30 septembre 2010, la Société a conclu la vente, annoncée précédemment, d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans la région sud de l'Alberta, connus sous le nom de Wildcat Hills, pour un produit net de 351 millions \$.
- Le 8 septembre 2010, la Société a conclu une entente visant la vente de ses actifs extracôtiers non essentiels au Royaume-Uni pour un produit brut de 240 millions £. La vente devrait être conclue au premier trimestre de 2011 et est assujettie aux conditions de clôture, aux ajustements de clôture du prix d'acquisition et aux approbations réglementaires et autres approbations habituelles pour les transactions de cette nature.
- La dette nette s'établissait à 11,5 milliards \$ au 30 septembre 2010, en baisse de 1,7 milliard \$ pendant le troisième trimestre de 2010 en raison surtout du produit des cessions d'actifs ayant servi à rembourser des emprunts.
- Pendant le trimestre, Suncor a marqué un jalon important dans l'industrie, devenant la première société d'exploitation des sables pétrolifères à achever la remise en état de la surface d'un bassin de résidus.

Les faits saillants ci-dessus comprennent des renseignements de nature prospective. Voir la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent rapport de gestion pour connaître les principaux risques et les hypothèses sous-jacentes aux énoncés prospectifs.

## Sommaire des résultats financiers consolidés trimestriels

Trimestres terminés les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008
<b>Produits (déduction faite des redevances)</b>								
Activités poursuivies	8 636	8 979	6 946	7 297	8 257	4 748	4 607	6 921
Activités abandonnées <sup>(1)</sup>	219	220	343	363	195	20	26	31
	<b>8 855</b>	9 199	7 289	7 660	8 452	4 768	4 633	6 952
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>								
Activités poursuivies	609	318	464	473	965	(46)	(189)	(216)
Activités abandonnées	413	162	252	(16)	(36)	(5)	—	1
	<b>1 022</b>	480	716	457	929	(51)	(189)	(215)
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies par action ordinaire</b>								
De base	0,39	0,20	0,30	0,30	0,72	(0,05)	(0,20)	(0,23)
Dilué(e)	0,39	0,20	0,30	0,30	0,71	(0,05)	(0,20)	(0,23)
<b>Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire<sup>(2)</sup></b>								
De base	0,65	0,31	0,46	0,29	0,69	(0,06)	(0,20)	(0,24)
Dilué(e)	0,65	0,31	0,45	0,29	0,68	(0,06)	(0,20)	(0,24)
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation<sup>(2),(3)</sup></b>								
Activités poursuivies	579	728	203	339	379	43	380	13
Activités abandonnées	75	53	84	(16)	(36)	(5)	—	1
	<b>654</b>	781	287	323	343	38	380	14
<b>Bénéfice d'exploitation par action ordinaire<sup>(2),(3)</sup></b>	<b>0,42</b>	0,50	0,18	0,21	0,25	0,04	0,41	0,02
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>(2),(4)</sup></b>	<b>1 630</b>	1 758	1 124	1 129	574	295	801	231
<b>Rendement du capital investi</b> (12 mois terminés) <b>(en pourcentage)<sup>(4),(5)</sup></b>	<b>7,9</b>	7,0	4,9	2,6	3,7	7,3	16,0	22,5

(1) Activités abandonnées selon la note 4 des états financiers intermédiaires non vérifiés au 30 septembre 2010, sans tenir compte du gain sur cession.

(2) Comprend les activités poursuivies et abandonnées.

(3) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter au rapprochement figurant ci-après dans le présent rapport de gestion.

(4) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

(5) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.

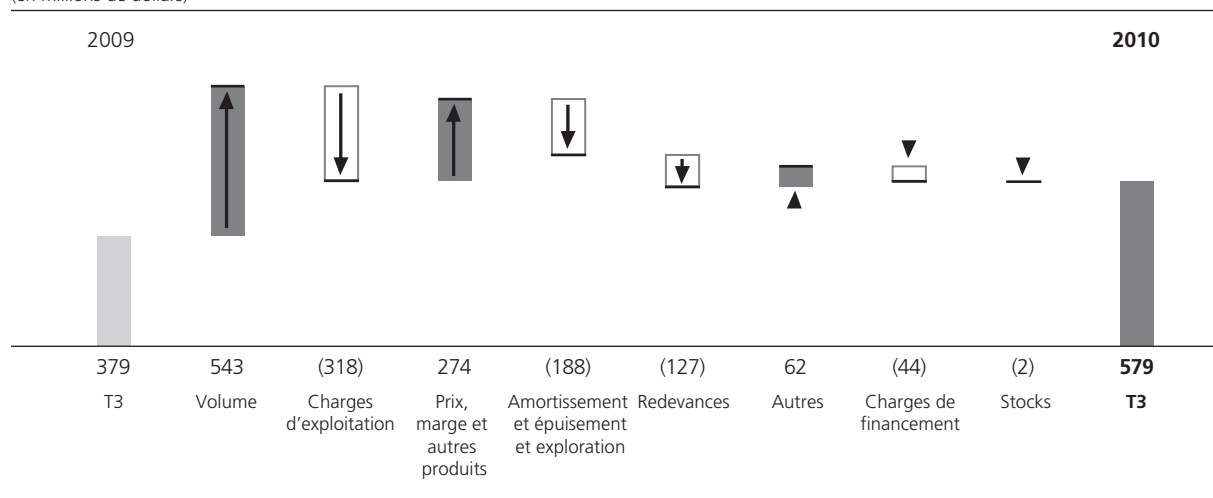
**Rapprochement du bénéfice d'exploitation consolidé<sup>(1)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies, montant établi</b>	<b>609</b>	965	<b>1 391</b>	730
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques <sup>(2)</sup>	<b>(28)</b>	(182)	<b>(185)</b>	544
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(220)</b>	(386)	<b>(120)</b>	(643)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>45</b>	72	<b>(13)</b>	116
Frais de démarrage de projets	<b>18</b>	9	<b>39</b>	21
Coûts liés au report de projets de croissance	<b>28</b>	39	<b>82</b>	150
Frais de fusion et d'intégration	<b>22</b>	51	<b>61</b>	67
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs <sup>(3)</sup>	—	152	—	152
Gain sur cessions <sup>(4)</sup>	<b>(79)</b>	—	<b>(109)</b>	—
Réductions de valeur et sorties du bilan <sup>(5)</sup>	<b>146</b>	—	<b>302</b>	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion <sup>(6)</sup>	<b>38</b>	—	<b>62</b>	—
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada <sup>(7)</sup>	—	(438)	—	(438)
Effet de la comptabilisation de stocks acquis à leur juste valeur <sup>(8)</sup>	—	97	—	97
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies</b>	<b>579</b>	379	<b>1 510</b>	796
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées, montant établi</b>	<b>413</b>	(36)	<b>827</b>	(41)
Gain lié à des cessions d'activités abandonnées <sup>(4)</sup>	<b>(412)</b>	—	<b>(689)</b>	—
Réductions de valeur et sorties du bilan d'activités abandonnées <sup>(5)</sup>	<b>74</b>	—	<b>74</b>	—
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total</b>	<b>654</b>	343	<b>1 722</b>	755

- (1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non définie par les PCGR qui se calcule en ajustant le bénéfice net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation et qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité du rendement financier sous-jacent d'une période à l'autre. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts.
- (2) La Société ajuste le bénéfice d'exploitation pour tenir compte de la variation de la juste valeur des instruments dérivés importants servant à gérer les risques liés au pétrole brut. La Société détient aussi des instruments dérivés moins importants servant à gérer les risques dans d'autres secteurs et l'ajustement n'en tient pas compte. Avant le quatrième trimestre de 2009, la Société ajustait le bénéfice d'exploitation pour tenir compte de la variation de la juste valeur de tous les instruments dérivés sur marchandises, y compris ceux utilisés afin de tirer des produits de la négociation d'énergie. Les chiffres des exercices antérieurs ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.
- (3) Incidence d'une augmentation des passifs d'impôts futurs découlant d'une répartition provinciale révisée aux fins de l'impôt sur le bénéfice, par suite de la fusion.
- (4) Le gain lié aux activités poursuivies comprend la vente de terrains non prouvés du secteur Gaz naturel et d'établissements de détail du secteur Raffinage et commercialisation. Les activités abandonnées comprennent la vente d'actifs non essentiels du secteur Gaz naturel et la vente d'actifs et de participations, du secteur International et extracôtier.
- (5) Les activités poursuivies comprennent une réduction de valeur d'actifs de gaz naturel découlant des prix du gaz moins élevés. Les résultats cumulatifs comprennent également une réduction de valeur liée à du matériel d'extraction du secteur Sables pétrolifères et une réduction de valeur de certains baux fonciers qui ne sont plus exploités par le secteur Gaz naturel. Les réductions de valeur liées aux activités abandonnées comprennent une réduction de la valeur de certains biens de gaz naturel par suite de la diminution des prix du gaz naturel et des actifs du secteur International et extracôtier dont la valeur comptable a dû être réduite compte tenu du prix de vente convenu.
- (6) Au troisième trimestre de 2010, il a été déterminé que certains engagements au titre de pipelines de l'ancienne société Petro-Canada étaient défavorables en raison de la cession de certains actifs du secteur Gaz naturel. Le montant total cumulatif comprend des ajustements liés aux engagements défavorables, des ajustements apportés aux estimations des coûts liés au contrat d'exploration et de partage de production en Libye, à un forage improductif en Libye, au montant radié au titre de terrains non prouvés dans le secteur Gaz naturel et à la provision pour l'unité de cokéfaction de Montréal.
- (7) Incidence de la valeur de règlement présumée attribuée au contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada à la clôture de la fusion.
- (8) Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion ont été vendus au troisième trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative non récurrente sur le bénéfice.

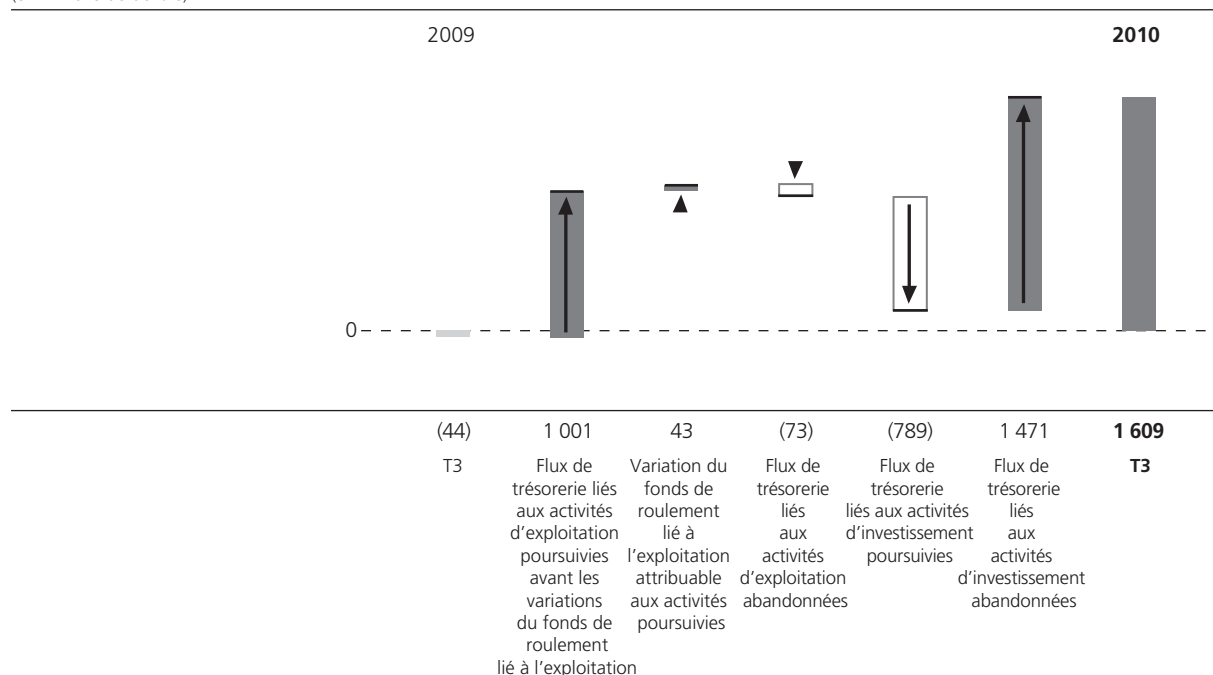
### Bénéfice d'exploitation consolidé lié aux activités poursuivies

(en millions de dollars)



### Flux de trésorerie nets consolidés avant les activités de financement

(en millions de dollars)



**Volumes de production**

Mbep par jour (Mbep/j)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
<b>Activités poursuivies</b>				
Sables pétrolières (à l'exclusion de Syncrude)	<b>306,6</b>	305,3	<b>268,6</b>	294,8
Sables pétrolières – Syncrude	<b>31,7</b>	24,8	<b>34,3</b>	8,4
Gaz naturel	<b>68,7</b>	60,5	<b>72,2</b>	36,8
International et extracôtier	<b>176,8</b>	80,7	<b>171,2</b>	27,2
	<b>583,8</b>	471,3	<b>546,3</b>	367,2
<b>Activités abandonnées</b>				
Gaz naturel	<b>22,3</b>	36,3	<b>31,3</b>	19,5
International et extracôtier	<b>29,4</b>	24,2	<b>34,2</b>	8,2
	<b>51,7</b>	60,5	<b>65,5</b>	27,7
<b>Total</b>	<b>635,5</b>	531,8	<b>611,8</b>	394,9

**Prix des marchandises – Prix de référence**

Trimestres terminés les (moyenne pour la période)		30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008
Pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) à Cushing	\$ US/baril	<b>76,20</b>	78,05	78,70	76,20	68,30	59,60	43,10	58,75
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	<b>76,85</b>	78,30	76,25	74,55	68,25	58,85	44,40	54,90
Écart de prix FOB Brent daté/Maya	\$ US/baril	<b>9,35</b>	10,45	6,50	5,25	5,10	3,75	5,90	10,10
Pétrole brut de référence canadien 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	<b>74,80</b>	76,30	80,45	77,00	70,60	65,30	50,10	64,65
Écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, WTI à Cushing moins Western Canadian Select à Hardisty	\$ US/baril	<b>15,65</b>	14,05	8,95	12,10	10,10	7,50	8,95	19,30
Gaz naturel (prix au comptant en Alberta) au carrefour AECO	\$ CA/Kpi <sup>3</sup>	<b>3,70</b>	3,85	5,35	4,25	3,00	3,65	5,65	6,80
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York	\$ US/baril	<b>9,60</b>	12,50	7,95	5,55	9,90	10,20	9,60	4,35
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago	\$ US/baril	<b>10,15</b>	11,05	5,65	4,15	7,65	10,15	8,95	5,25
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle	\$ US/baril	<b>16,60</b>	15,50	8,55	5,95	12,80	13,35	13,45	5,25
Marge de craquage 3-2-1 sur la côte du golfe du Mexique	\$ US/baril	<b>7,45</b>	9,65	6,75	4,50	6,75	8,40	8,90	2,90
Taux de change	(\$ US/\$ CA)	<b>0,96</b>	0,97	0,96	0,94	0,91	0,85	0,80	0,82

Le bénéfice de Suncor est largement tributaire de l'activité et de la rentabilité de ses secteurs en amont et en aval. Les prix des marchandises de référence comptent parmi les facteurs les plus importants ayant une incidence sur les résultats de Suncor dans son ensemble et sur les résultats sectoriels.

Le prix du pétrole brut synthétique de Suncor est lié principalement aux variations du prix d WTI à Cushing. Les prix WTI pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 se sont établis en moyenne à 76,20 \$ US et à 77,65 \$ US le baril, respectivement, contre 68,30 \$ US et 57,00 \$ US le baril pour les périodes correspondantes de 2009. Le prix du bitume est fondé sur un écart par rapport au WTI à Cushing moins le Western Canadian Select à Hardisty. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, l'écart moyen par rapport au WTI s'est établi à 15,65 \$ US et à 12,88 \$ US le baril, respectivement, comparativement à 10,10 \$ US et à 8,85 \$ US le baril, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2009.

Le prix de la production de gaz naturel de Suncor est lié principalement au prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Les prix du gaz naturel pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 se sont établis en moyenne à 3,70 \$ et à 4,30 \$ le Kpi<sup>3</sup>, respectivement, en hausse par rapport à 3,00 \$ et à 4,10 \$ le Kpi<sup>3</sup>, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2009.

Le prix de la majeure partie de la production du secteur International et extracôtier de Suncor est établi principalement d'après le prix du pétrole brut Brent. Les prix du pétrole brut Brent pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 se sont établis en moyenne à 76,85 \$ US et à 77,13 \$ US le baril, respectivement, en hausse par rapport à 68,25 \$ US et à 57,17 \$ US le baril, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2009.

Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs sectoriels mesurant la marge sur un baril de pétrole transformé en essence et en distillats. Elles se calculent comme suit : deux fois la marge sur l'essence à un endroit donné plus une fois la marge sur les distillats au même endroit, divisé par trois. Les marges de craquage du marché sont fondées sur des contrats à échéance mois en cours cotés pour le WTI et les prix au comptant de l'essence et du diesel et ne reflètent pas nécessairement le coût d'achat réel du pétrole brut ni la configuration d'un produit dans une raffinerie en particulier.

Pour la majeure partie des produits de Suncor tirés de la vente de produits pétroliers et gaziers, les prix sont déterminés d'après les prix de référence en dollars américains. La majeure partie des dépenses de Suncor sont exprimées en dollars canadiens. Une hausse de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain entraîne une diminution des produits tirés de la vente de produits pétroliers et gaziers, tandis qu'une baisse de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits tirés de la vente de produits pétroliers et gaziers.

## BÉNÉFICE ET FLUX DE TRÉSORERIE SECTORIELS

### Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
Produits bruts et produits divers	<b>2 552</b>	2 615	<b>7 276</b>	4 918
Moins les redevances	<b>(290)</b>	(219)	<b>(542)</b>	(365)
Produits nets	<b>2 262</b>	2 396	<b>6 734</b>	4 553
Production (à l'exclusion de Syncrude) (en milliers de barils/jour)	<b>306,6</b>	305,3	<b>268,6</b>	294,8
Production de Syncrude (en milliers de barils/jour) <sup>(1)</sup>	<b>31,7</b>	24,8	<b>34,3</b>	8,4
Prix de vente moyen (à l'exclusion de Syncrude) (en \$/baril) <sup>(2)</sup>	<b>67,53</b>	62,01	<b>69,05</b>	60,32
Bénéfice net	<b>412</b>	738	<b>1 005</b>	321
Bénéfice d'exploitation <sup>(3)</sup>	<b>440</b>	330	<b>1 088</b>	771
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>(3)</sup>	<b>779</b>	242	<b>1 974</b>	896
Charges d'exploitation décaissées (à l'exclusion de Syncrude) (en \$/baril) <sup>(3)</sup>	<b>33,60</b>	32,25	<b>39,70</b>	32,40
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	<b>37/63</b>	44/56	<b>39/61</b>	47/53

(1) La production pour la période de deux mois, soit août et septembre 2009, s'est chiffrée à 37,4 milliers de barils/jour.

(2) Calculé avant redevances et déduction faite des coûts de transport connexes.

(3) Mesure non définie par les PCGR. Un rapprochement du bénéfice d'exploitation et des charges d'exploitation décaissées est présenté ci-après. Un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est présenté à la rubrique « Mesures financières non établies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

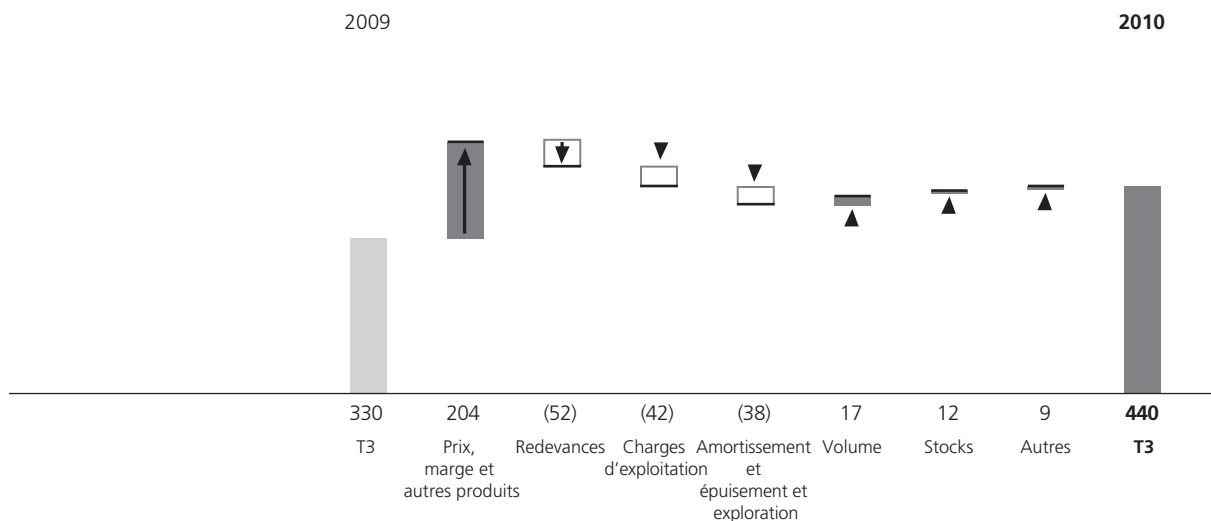
## Rapprochement du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net</b>	<b>412</b>	738	<b>1 005</b>	321
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques	<b>(28)</b>	(182)	<b>(185)</b>	544
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>11</b>	19	<b>7</b>	28
Frais de démarrage de projets	<b>17</b>	9	<b>36</b>	21
Coûts liés au report de projets de croissance	<b>28</b>	39	<b>82</b>	150
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	140	—	140
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	(438)	—	(438)
Effet de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis	—	5	—	5
Pertes sur cessions	—	—	<b>2</b>	—
Réductions de valeur et sorties du bilan	—	—	<b>141</b>	—
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup></b>	<b>440</b>	330	<b>1 088</b>	771

(1) Mesure non définie par les PCGR.

## Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies

(en millions de dollars)



Le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 412 millions \$ pour le troisième trimestre de 2010, comparativement à 738 millions pour la période correspondante de 2009. Le bénéfice net supérieur enregistré en 2009 par rapport à la période considérée était principalement attribuable aux effets d'un gain de 438 millions \$ réalisé sur un accord de frais de traitement préexistant avec Petro-Canada, partiellement contrebalancé par des ajustements d'impôts accrus de 140 millions \$. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, le bénéfice d'exploitation s'est établi à 440 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 330 millions \$ au troisième trimestre de 2009.



La hausse du bénéfice d'exploitation au troisième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 est principalement attribuable à l'augmentation des prix moyens réalisés pour les produits de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères et à la réception du produit de l'assurance de la filiale d'assurance de Suncor faisant suite à l'incendie survenu à l'usine de valorisation en février 2010. De plus, le bénéfice d'exploitation pour le troisième trimestre de 2009 avait subi l'effet négatif de pertes réalisées plus importantes sur les instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des redevances, des charges d'exploitation et de l'amortissement en 2010. Même si les prix réalisés et les volumes de production ont été plus élevés au troisième trimestre de 2010, les résultats de la période ont été touchés par l'accroissement des écarts de prix découlant de la fermeture du pipeline d'Enbridge et par les activités de maintenance de l'usine de valorisation 2. Ces facteurs ont eu une incidence sur le volume total de production et la composition des ventes, un plus grand pourcentage de produits de pétrole brut sulfureux à prix moins élevé ayant été produit pendant la période. Les travaux de maintenance à l'usine de valorisation 2 comprenaient à la fois des révisions planifiées et non planifiées en raison d'une panne d'une unité d'hydrogène.

Le bénéfice net s'est établi à 1,005 milliard \$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, comparativement à 321 millions \$ à la même période en 2009. Le bénéfice net pour les neuf premiers mois de 2009 avait subi l'effet négatif d'une perte importante sur les instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, de l'augmentation des coûts liés au report de projets de croissance et des mêmes facteurs ayant influé sur les résultats du troisième trimestre de 2009, dont un gain sur un contrat préexistant avec Petro-Canada et des ajustements d'impôts. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une réduction de valeur de 141 millions \$ d'actifs en 2010 qui étaient utilisés dans le cadre d'un projet de mise au point d'un nouveau procédé d'extraction pour broyer et réduire en boue les sables pétrolifères sur le front d'avancement, projet que la Société a abandonné. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, le bénéfice d'exploitation s'est établi à 1,088 milliard \$ pour les neuf premiers mois de 2010, comparativement à 771 millions \$ pour la même période en 2009.

La hausse du bénéfice d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2010 comparativement à la période correspondante de 2009 est principalement attribuable à l'augmentation des prix moyens réalisés pour les produits de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères et à la réception du produit de l'assurance de la filiale d'assurance de Suncor faisant suite à un incendie. La hausse s'explique également par la comptabilisation du bénéfice de Syncrude pendant neuf mois en 2010 contre deux mois en 2009. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les répercussions sur la production des incendies survenus à l'usine de valorisation au quatrième trimestre de 2009 et au premier trimestre de 2010, par les révisions du printemps et par les mêmes facteurs qui ont influé sur la production au troisième trimestre.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 779 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 242 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, ils ont atteint 1,974 milliard \$, comparativement à 896 millions \$ pour la période correspondante de 2009. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2010 par rapport aux périodes correspondantes en 2009 est principalement attribuable à l'accroissement des règlements d'impôts exigibles en 2009 en raison du paiement accéléré d'impôts lié à la fin d'exercice présumée par suite de la fusion, à la hausse du bénéfice d'exploitation et aux flux de trésorerie supplémentaires découlant du calendrier de la fusion.

## Volumes de production

(en milliers de barils/jour)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Production (à l'exclusion de Syncrude)	<b>306,6</b>	305,3	<b>268,6</b>	294,8
Production de Syncrude <sup>(1)</sup>	<b>31,7</b>	24,8	<b>34,3</b>	8,4
Production totale	<b>338,3</b>	330,1	<b>302,9</b>	303,2

(1) La production pour la période de deux mois, soit août et septembre 2009, s'est établie à 37,4 milliers de barils/jour.

(2) Exclusion faite de la production de Syncrude, la fusion ne s'est pas traduite par une augmentation des volumes de production du secteur Sables pétrolifères. La production provenant de MacKay River était incluse dans la production déclarée par Suncor pour 2009, car les volumes traités par Suncor étaient visés par un accord de frais de traitement. Cependant, l'ajout de MacKay River s'est traduit par une hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères, car les volumes visés par l'accord de traitement avec l'ancienne société Petro-Canada n'étaient pas inclus dans les ventes avant le 1<sup>er</sup> août 2009.

Pour le troisième trimestre de 2010, la production, à l'exclusion de Syncrude, a été comparable à celle du troisième trimestre de 2009. En juillet et août 2010, le secteur Sables pétrolifères a affiché un solide rendement d'exploitation et une augmentation de l'approvisionnement en bitume. En septembre 2010, des révisions planifiées de l'usine de valorisation 2 et des installations d'approvisionnement en bitume ont eu une incidence défavorable sur la production. Même si elle n'a pas eu d'effet sur la production totale, une panne d'une unité d'hydrogène s'est répercutée défavorablement sur la composition de la production du secteur Sables pétrolifères. En raison de la panne de l'unité d'hydrogène, l'usine de valorisation a produit un pourcentage plus élevé de brut sulfureux à prix moins élevé. Au troisième trimestre de 2009, la production avait été stable en l'absence d'activités importantes de maintenance faisant contrepoids.

La production de Syncrude a augmenté de 28 % au troisième trimestre de 2010, comparativement au troisième trimestre de 2009, en raison principalement de l'inclusion de la production d'un mois supplémentaire dans les chiffres de 2010 en raison du calendrier de la fusion. Ce facteur a été partiellement contrebalancé par la maintenance planifiée d'une unité de cokéfaction à l'usine de valorisation qui a débuté en septembre 2010.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la production, à l'exclusion de Syncrude, a diminué en raison de l'incidence des incendies survenus à l'usine de valorisation au quatrième trimestre de 2009 et au premier trimestre de 2010, des révisions effectuées au deuxième trimestre de 2010 et des mêmes facteurs qui ont influé sur la production du troisième trimestre de 2010. La production de Syncrude a été plus élevée pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, en raison surtout du calendrier de la fusion. Les résultats trimestriels de 2010 tiennent compte de la production de Syncrude pendant neuf mois en 2010, contre deux mois seulement en 2009.

## Prix

(en \$ CA par baril)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Prix de vente moyens (à l'exclusion de Syncrude)	<b>67,53</b>	62,01	<b>69,05</b>	60,32
Prix de vente moyens réalisés – Syncrude	<b>78,83</b>	75,17	<b>79,79</b>	75,17
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	<b>37/63</b>	44/56	<b>39/61</b>	47/53

Le secteur Sables pétrolifères a tiré parti des prix de référence plus élevés du pétrole brut au cours du trimestre, facteur qui a été partiellement contrebalancé par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. De plus, les écarts de prix sur le pétrole brut lourd se sont accrus pendant la période en raison des perturbations du service du pipeline

d'Enbridge qui ont limité la capacité d'exportation de pétrole brut lourd à partir de l'Ouest canadien et ont entraîné une réduction de la demande et une diminution des ventes, lesquelles ont eu une incidence négative sur les prix réalisés pour le brut sulfureux et le bitume dans la dernière partie du troisième trimestre de 2010 et au début du quatrième.

Au troisième trimestre de 2010, le prix moyen réalisé par Suncor sur l'ensemble des ventes de pétrole brut, excluant les opérations de couverture, s'est établi au WTI moins 9,82 \$ US le baril, soit 87 % du WTI, comparativement au WTI moins 5,51 \$ US le baril, soit 92 % du WTI au troisième trimestre de 2009. Une panne non planifiée d'une unité d'hydrogène à l'usine de valorisation 2, qui a entraîné une diminution du pourcentage du brut peu sulfureux à prix plus élevé dans la production et une augmentation du volume de ventes de pétrole brut sulfureux et de bitume, a également eu un effet négatif sur la composition des ventes au troisième trimestre de 2010.

Le prix moyen réalisé pour les neuf premiers mois de 2010 a bénéficié des prix de référence plus élevés du pétrole brut, mais a subi l'incidence négative de l'accroissement des écarts de prix sur le brut et des problèmes liés à la composition des ventes signalés au troisième trimestre de 2010, en plus de celle des incendies survenus à l'usine de valorisation au quatrième trimestre de 2009 et au premier trimestre de 2010. La panne non planifiée d'une unité d'hydrogène et les incendies survenus à l'usine de valorisation, qui ont entraîné une diminution du pourcentage du brut peu sulfureux à prix plus élevé dans la production et une augmentation de volume de ventes de pétrole brut sulfureux et de bitume, ont eu un effet négatif sur les prix réalisés dans l'ensemble dans la dernière partie du troisième trimestre de 2010 et au début du quatrième.

Pour les neuf premiers mois de 2010, le prix moyen réalisé par Suncor sur l'ensemble des ventes de pétrole brut, excluant les opérations de couverture, s'est établi au WTI moins 9,20 \$ US le baril, soit 88 % du WTI, comparativement au WTI moins 4,03 \$ US le baril, soit 93 % du WTI pour les neuf premiers mois de 2009.

## Stocks

Au troisième trimestre de 2010, les stocks accumulés du secteur Sables pétrolifères étaient inférieurs à ceux du troisième trimestre de 2009. Cette baisse a eu un effet positif sur le bénéfice, la marge liée aux stocks étant maintenant constatée.

## Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation du troisième trimestre de 2010 ont augmenté par rapport à celles du troisième trimestre de 2009, principalement en raison de l'ajout des frais d'exploitation de MacKay River pendant un mois supplémentaire et de l'inclusion de la quote-part de la Société dans la coentreprise Syncrude comparativement au troisième trimestre de 2009, en raison du calendrier de la fusion.

Les achats de brut et de diesel auprès de tiers ont été plus élevés au troisième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, afin de faciliter l'écoulement de la production de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères et de remplir des obligations contractuelles. Les achats de produits n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice, car ils sont largement contrebalancés dans les produits.

Les charges d'exploitation des neuf premiers mois de 2010 ont augmenté par rapport à celles de la période correspondante de 2009, principalement en raison de l'ajout des frais d'exploitation de MacKay River pendant neuf mois supplémentaires et de l'inclusion de la quote-part de la Société dans la coentreprise Syncrude pendant toute la période, contre deux mois seulement en 2009, en raison du calendrier de la fusion.

Les charges d'exploitation décaissées (à l'exclusion de Syncrude) du troisième trimestre de 2010 se sont établies à 33,60 \$ le baril, comparativement à 32,25 \$ le baril au troisième trimestre de 2009, soit une hausse de 4 % principalement attribuable à l'ajout des frais de MacKay River pendant un mois supplémentaire, contrebalancé par la diminution de l'utilisation du gaz naturel au troisième trimestre de 2010.

Les charges d'exploitation décaissées (à l'exclusion de Syncrude) des neuf premiers mois de 2010 se sont établies à 39,70 \$ le baril, comparativement à 32,40 \$ le baril pour les neuf premiers mois de 2009, soit une hausse de 23 % principalement attribuable à l'ajout des charges d'exploitation de MacKay River pendant sept mois supplémentaires et à la réduction des volumes de sables pétrolifères qui résulte des activités de maintenance planifiées et non planifiées notamment à la suite des incendies survenus à l'usine de valorisation au quatrième trimestre de 2009 et au premier trimestre de 2010.

### Rapprochement des charges d'exploitation décaissées<sup>(1)</sup>

	Trimestres terminés les 30 septembre				Neuf mois terminés les 30 septembre			
	2010		2009		2010		2009	
	en millions		en millions		en millions		en millions	
	de dollars	en \$/baril	de dollars	en \$/baril	de dollars	en \$/baril	de dollars	en \$/baril
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>(2)</sup>	<b>1 060</b>		981		<b>3 274</b>		2 977	
Plus (moins) : coûts du gaz naturel, variations des stocks, rémunération à base d'actions et autres	<b>20</b>		(23)		<b>(186)</b>		(236)	
(Moins) coûts de mise en veilleuse	<b>(37)</b>		(45)		<b>(110)</b>		(260)	
(Moins) opérations non monétaires	<b>(12)</b>		(14)		<b>(45)</b>		(56)	
(Moins) charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>(128)</b>		(66)		<b>(364)</b>		(66)	
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>26</b>		27		<b>86</b>		80	
Charges décaissées	<b>929</b>	<b>32,95</b>	860	30,65	<b>2 655</b>	<b>36,20</b>	2 439	30,30
Gaz naturel	<b>17</b>	<b>0,60</b>	44	1,55	<b>184</b>	<b>2,50</b>	164	2,05
Bitume importé (à l'exclusion des autres achats de produits déclarés)	<b>2</b>	<b>0,05</b>	2	0,05	<b>73</b>	<b>1,00</b>	3	0,05
Charges d'exploitation décaissées	<b>948</b>	<b>33,60</b>	906	32,25	<b>2 912</b>	<b>39,70</b>	2 606	32,40

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

(2) Mesure définie par les PCGR.

## Amortissement et épuisement

Les charges d'amortissement et d'épuisement ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2009 en raison de la mise en service de nouveaux actifs et de l'amortissement supplémentaire attribuable aux actifs acquis lors de la fusion. Les actifs du secteur Sables pétrolifères sont amortis principalement sur leur durée de vie utile.

## Redevances

Les redevances ont atteint 290 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 219 millions \$ au troisième trimestre de 2009. L'augmentation est attribuable surtout aux taux de redevance plus élevés en 2010 par rapport à 2009, à la réception d'un produit d'assurance de la filiale d'assurance de Suncor, pour lequel des redevances devaient être payées, ainsi qu'à l'ajout des volumes de MacKay River et de la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude par suite de la fusion. Les projets *in situ* se sont maintenus dans la phase antérieure au seuil de rentabilité et les redevances ont été calculées en fonction du pourcentage de redevance minimum sur les produits financiers, qui est un taux basé sur l'équivalent en dollars canadiens du prix WTI, jusqu'à concurrence de 9 %.

Les redevances ont atteint 542 millions \$ pour les neuf premiers mois de 2010, en hausse par rapport à 365 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Cette augmentation est principalement attribuable à l'inclusion pendant la période complète de neuf mois de la production acquise lors de la fusion, comparativement à deux mois seulement en 2009, aux taux de redevance plus élevés et à la réception d'un produit d'assurance de la filiale d'assurance de Suncor, comme il a été indiqué pour les résultats du troisième trimestre.

Le tableau ci-après présente une estimation des redevances liées aux activités du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) au cours des exercices 2010 à 2013 selon trois scénarios de prix et certaines hypothèses sur lesquelles nous avons fondé nos estimations pour ces scénarios de prix.

Prix du WTI – \$ US/baril	60	80	100
Prix au comptant du gaz naturel en Alberta – \$ CA/Kpi <sup>3</sup> au carrefour AECO	4,30	4,55	5,05
Écart de prix léger/lourd, WTI à Cushing moins Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique – \$ US/baril	8,30	10,10	11,40
Écart de prix, Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique moins Western Canadian Select à Hardisty – \$ US/baril	5,90	6,20	5,90
Taux de change \$ US/\$ CA	0,90	1,00	1,00
<b>Charge de redevances à la Couronne</b> (en fonction du pourcentage du total des produits bruts du secteur Sables pétrolifères, à l'exclusion de Syncrude) (en pourcentage) <sup>(1)</sup>			
<b>2010</b> <sup>(2)</sup>	4-6	7-9	7-9
<b>2011-2013</b>	4-6	8-10	11-13

(1) Reflète la méthode d'évaluation du bitume temporaire de la Couronne.

(2) Pour 2010, les taux de redevance estimatifs sont fondés sur les résultats cumulatifs réels et sur les résultats des mois futurs estimés en fonction des hypothèses.

Le tableau qui précède contient des renseignements prospectifs. Se reporter à la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent rapport de gestion pour connaître les risques importants et les hypothèses sous-jacentes aux énoncés prospectifs.

## Révisions planifiées aux fins de maintenance

La révision planifiée de l'usine de valorisation 2 d'une durée de six semaines qui a débuté en septembre s'est poursuivie pendant trois semaines au quatrième trimestre de 2010. Les effets supplémentaires de cette révision planifiée sur les volumes de production ont été combinés avec ceux d'autres actifs faisant l'objet d'activités de maintenance.

Une révision d'une unité de cokéfaction, à Syncrude, a également débuté en septembre et s'est poursuivie pendant trois semaines au quatrième trimestre de 2010.

Une révision d'une durée totale de cinq semaines de l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 est prévue au quatrième trimestre de 2010. Les incidences devraient être négligeables, car les taux de cokéfaction à l'usine de valorisation 2 seront haussés en conséquence.

## Gaz naturel

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
Produits bruts liés aux activités poursuivies	<b>180</b>	122	<b>634</b>	248
Moins les redevances liées aux activités poursuivies	<b>(19)</b>	(6)	<b>(58)</b>	(6)
Produits nets liés aux activités poursuivies	<b>161</b>	116	<b>576</b>	242
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies – gaz naturel (en \$ le Kpi <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	<b>3,66</b>	2,70	<b>4,24</b>	3,43
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies – liquides de gaz naturel et pétrole brut (en \$ le baril) <sup>(1)</sup>	<b>68,03</b>	58,31	<b>73,66</b>	51,89
Production brute				
Activités poursuivies (en Mpi <sup>3</sup> e par jour)	<b>412</b>	363	<b>433</b>	221
Activités abandonnées (en Mpi <sup>3</sup> e par jour)	<b>134</b>	218	<b>188</b>	117
	<b>546</b>	581	<b>621</b>	338
Bénéfice net (perte nette)				
Activités poursuivies	<b>(167)</b>	(97)	<b>(212)</b>	(130)
Activités abandonnées	<b>197</b>	(14)	<b>508</b>	(19)
	<b>30</b>	(111)	<b>296</b>	(149)
Bénéfice (perte) d'exploitation <sup>(2)</sup>				
Activités poursuivies	<b>(46)</b>	(79)	<b>(94)</b>	(112)
Activités abandonnées	<b>14</b>	(14)	<b>48</b>	(19)
	<b>(32)</b>	(93)	<b>(46)</b>	(131)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>(2)</sup>				
Activités poursuivies	<b>56</b>	39	<b>270</b>	107
Activités abandonnées	<b>21</b>	35	<b>124</b>	62
	<b>77</b>	74	<b>394</b>	169

(1) Calculé avant redevances et déduction faite des coûts de transport.

(2) Mesures non définies par les PCGR. Un rapprochement du bénéfice d'exploitation est présenté ci-après. Un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est présenté à la rubrique « Mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

**Rapprochement du bénéfice d'exploitation**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
<b>Perte nette liée aux activités poursuivies</b>	<b>(167)</b>	(97)	<b>(212)</b>	(130)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>4</b>	9	<b>(4)</b>	9
Gains sur cessions	<b>(67)</b>	—	<b>(95)</b>	—
Incidence d'ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	9	—	9
Réductions de valeur et sorties du bilan	<b>146</b>	—	<b>161</b>	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	<b>38</b>	—	<b>56</b>	—
<b>Perte d'exploitation liée aux activités poursuivies<sup>(1)</sup></b>	<b>(46)</b>	(79)	<b>(94)</b>	(112)
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées</b>	<b>197</b>	(14)	<b>508</b>	(19)
Gains liés à des cessions d'activités abandonnées	<b>(205)</b>	—	<b>(482)</b>	—
Réductions de valeur et sorties du bilan	<b>22</b>	—	<b>22</b>	—
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total<sup>(1)</sup></b>	<b>(32)</b>	(93)	<b>(46)</b>	(131)

(1) Mesure non définie par les PCGR.

Le bénéfice net total du secteur Gaz naturel s'est établi à 30 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à une perte nette de 111 millions \$ au troisième trimestre de 2009. Le bénéfice net pour le troisième trimestre de 2010 comprend un gain de 272 millions \$ découlant de cessions d'actifs, soit 205 millions \$ liés à des activités abandonnées au titre d'actifs non essentiels et 67 millions \$ se rapportant à la vente de terrains non prouvés. Ces gains ont été partiellement contrebalancés par une réduction de valeur de certains actifs, car en raison de la cession de biens à coût moins élevé, la valeur comptable d'une zone restante est maintenant supérieure aux flux de trésorerie actualisés prévus. Les charges tiennent compte également de la comptabilisation d'engagements défavorables au titre de pipelines de l'ancienne société Petro-Canada par suite des cessions d'actifs. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, la perte d'exploitation totale pour le troisième trimestre de 2010 s'est établie à 32 millions \$, comparativement à une perte d'exploitation de 93 millions \$ pour la période correspondante de 2009.

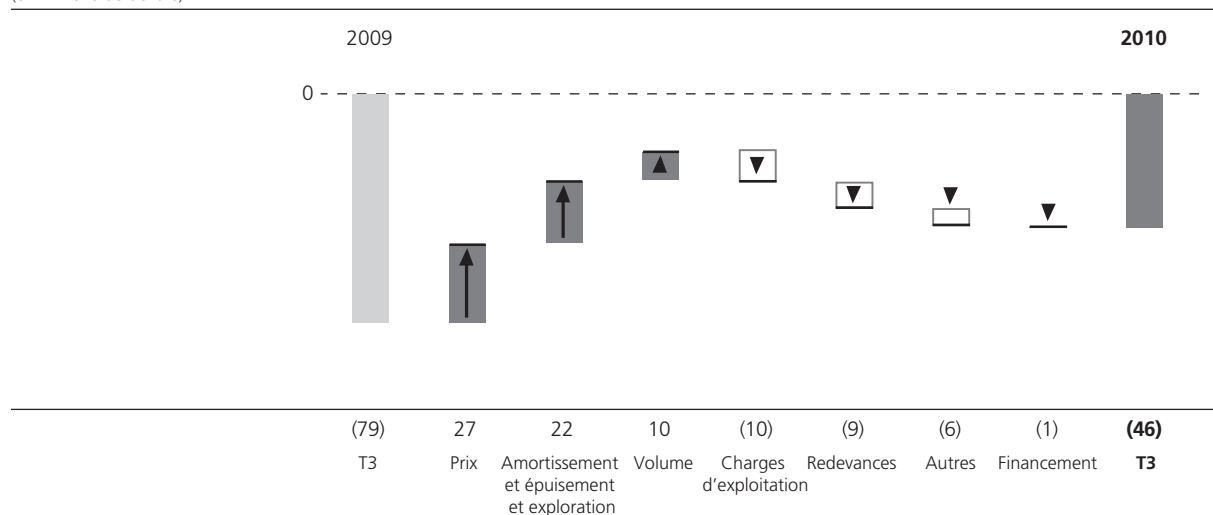
La diminution de la perte d'exploitation totale au troisième trimestre de 2010 est principalement attribuable aux prix de référence des marchandises plus élevés et à la baisse des charges d'exploration par rapport au troisième trimestre de 2009. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par un recul des volumes de production découlant des cessions d'actifs non essentiels tout au long de 2010.

Le bénéfice net s'est établi à 296 millions \$ pour les neuf premiers mois de 2010, comparativement à une perte nette de 149 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Les facteurs ayant influé sur le bénéfice net du troisième trimestre de 2010 ont aussi joué pour les neuf premiers mois de 2010 et s'y ajoutent des gains supplémentaires réalisés sur la vente d'actifs non essentiels. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les charges liées à la réduction de valeur de certains baux fonciers situés dans l'Ouest canadien et en Alaska que la Société n'a plus l'intention d'exploiter compte tenu de son alignement stratégique actuel. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, la perte d'exploitation totale pour les neuf premiers mois de 2010 s'est établie à 46 millions \$, comparativement à une perte d'exploitation de 131 millions \$ pour la même période en 2009.

La diminution de la perte d'exploitation inscrite pour l'exercice à ce jour tient avant tout à l'augmentation des prix des marchandises de référence, à l'accroissement des volumes de production attribuable aux actifs acquis dans le cadre de la fusion et à la diminution des charges d'exploration par rapport aux neuf premiers mois de 2009.

**Activités poursuivies****Perte d'exploitation liée aux activités poursuivies**

(en millions de dollars)



La perte d'exploitation liée aux activités poursuivies s'est chiffrée à 46 millions \$ pour le troisième trimestre de 2010, comparativement à 79 millions \$ pour le troisième trimestre de 2009. Cette diminution est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur la perte d'exploitation totale, à l'exception d'un accroissement des volumes de production venant du fait que le troisième trimestre de 2009 ne prenait en compte que deux mois de production de Suncor après la fusion. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont élevés à 56 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 39 millions \$ pour la période correspondante en 2009. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation, à l'exception de l'incidence de charges d'exploration hors trésorerie.

La perte d'exploitation liée aux activités poursuivies s'est chiffrée à 94 millions \$ pour les neuf premiers mois de 2010, comparativement à 112 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont élevés à 270 millions \$ pour les neuf premiers mois de 2010, en hausse par rapport aux flux de trésorerie de 107 millions \$ générés pour la période correspondante de 2009. Le recul des pertes d'exploitation liées aux activités poursuivies et la hausse des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies depuis le début de l'exercice sont attribuables à la hausse des prix des marchandises de référence, à l'accroissement des volumes de production découlant des actifs acquis dans le cadre de la fusion et à la diminution des charges d'exploration par rapport à la période correspondante de 2009.



## Volumes de production

(en Mpi <sup>3</sup> /j)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Gaz naturel – activités poursuivies	<b>380</b>	335	<b>399</b>	207
Liquides de gaz naturel et pétrole brut – activités poursuivies	<b>32</b>	28	<b>34</b>	14
Production brute tirée des activités poursuivies	<b>412</b>	363	<b>433</b>	221

La production brute tirée des activités poursuivies a augmenté de 13 % au troisième trimestre de 2010 par rapport au troisième trimestre de 2009. L'augmentation reflète principalement la production supplémentaire liée aux actifs acquis dans le cadre de la fusion.

La production brute tirée des activités poursuivies a augmenté de 96 % pour les neuf premiers mois de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009. L'augmentation reflète principalement les actifs acquis dans le cadre de la fusion, partiellement contrebalancés par l'épuisement naturel.

## Prix

Les prix du gaz naturel ont bénéficié de l'augmentation des prix de référence du gaz naturel et du pétrole brut pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009.

## Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation liées aux activités poursuivies ont augmenté au troisième trimestre de 2010 par rapport au troisième trimestre de 2009, en raison principalement des activités de révision au troisième trimestre de 2010 et de l'accroissement de la production tirée des activités poursuivies par rapport au troisième trimestre de 2009, à la suite de la fusion.

Les charges d'exploitation liées aux activités poursuivies ont augmenté pour les neuf premiers mois de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, en raison de la prise en compte des charges liées aux actifs acquis dans le cadre de la fusion pendant la période complète de neuf mois en 2010, comparativement à deux mois seulement en 2009 en raison du calendrier de la fusion.

## Charges d'amortissement, d'épuisement et d'exploration

Les charges d'amortissement et d'épuisement liées aux activités poursuivies ont augmenté au troisième trimestre de 2010 comparativement à la même période en 2009 en raison principalement de l'accroissement des volumes de production attribuable aux actifs acquis dans le cadre de la fusion. Les charges d'amortissement et d'épuisement sont basées principalement sur la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

Les charges d'exploration liées aux activités poursuivies ont diminué au troisième trimestre de 2010 comparativement à la même période en 2009. En 2010, les coûts liés aux forages improductifs ont été inexistantes, en raison de la réduction de l'activité de forage, tandis que des coûts avaient été enregistrés au troisième trimestre de 2009.

Les charges d'amortissement et d'épuisement liées aux activités poursuivies ont augmenté au cours des neuf premiers mois de 2010 par rapport à la même période en 2009, en raison surtout de l'accroissement des immobilisations corporelles et de la production qui a résulté de la fusion.

Les charges d'exploration liées aux activités poursuivies ont diminué au cours des neuf premiers mois de 2010 par rapport à la même période en 2009, en raison principalement de la réduction des coûts liés aux forages improductifs en 2010.

### **Redevances**

Au troisième trimestre de 2010, les redevances à la Couronne totales liées aux activités poursuivies ont augmenté pour s'établir à 19 millions \$, comparativement à 6 millions \$ au troisième trimestre de 2009. Cette augmentation est attribuable avant tout à la production acquise dans le cadre de la fusion et aux prix du gaz naturel plus élevés en 2010 par rapport à la période correspondante de 2009.

Pour les neuf premiers mois de 2010, les redevances totales liées aux activités poursuivies ont augmenté pour s'établir à 58 millions \$, comparativement à 6 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Cette augmentation est principalement attribuable aux crédits de redevances reçus en 2009.

### **Activités abandonnées**

Conformément aux PCGR, les activités abandonnées incluent les résultats, jusqu'à la date de clôture, des actifs qui ont été vendus durant le trimestre, ainsi que les résultats de certains actifs que la Société s'attend à vendre. Les résultats comparatifs ont été retraités de façon à refléter l'incidence des activités ayant été classées comme abandonnées durant le troisième trimestre de 2010.

Au cours du troisième trimestre de 2010, le secteur Gaz naturel a poursuivi ses activités de désinvestissement stratégique :

- Le 31 août 2010, la Société a conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans la région centre-ouest de l'Alberta, connus sous les noms de Bearberry et de Ricinus, pour un produit net de 275 millions \$, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2010.
- Le 30 septembre 2010, la Société a conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans la région sud de l'Alberta, connus sous le nom de Wildcat Hills, pour un produit net de 351 millions \$, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2010.

**International et extracôtier**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 30 septembre <sup>(1)</sup>		Neuf mois terminés les 30 septembre <sup>(1)</sup>	
	2010	2009	2010	2009
Produits bruts liés aux activités poursuivies	<b>1 236</b>	571	<b>3 750</b>	571
Moins les redevances	<b>(278)</b>	(215)	<b>(928)</b>	(215)
Produits nets liés aux activités poursuivies	<b>958</b>	356	<b>2 822</b>	356
Production tirée des activités poursuivies (en milliers de bep/j)				
Côte Est du Canada	<b>66,3</b>	32,9	<b>70,4</b>	11,1
Royaume-Uni (Buzzard)	<b>58,6</b>	19,5	<b>55,5</b>	6,6
Libye	<b>35,4</b>	28,3	<b>35,4</b>	9,5
Syrie	<b>16,5</b>	—	<b>9,9</b>	—
Production tirée des activités abandonnées (en milliers de bep/j)	<b>29,4</b>	24,2	<b>34,2</b>	8,2
Production totale (en milliers de bep/j)	<b>206,2</b>	104,9	<b>205,4</b>	35,4
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies <sup>(2)</sup>				
Côte Est du Canada (en \$/baril)	<b>78,78</b>	75,22	<b>78,11</b>	75,22
Royaume-Uni (Buzzard) (en \$/bep)	<b>75,60</b>	72,02	<b>75,35</b>	72,02
Autres – International (en \$/bep)	<b>74,90</b>	75,60	<b>76,16</b>	75,60
Bénéfice net (perte nette)				
Activités poursuivies	<b>236</b>	93	<b>662</b>	93
Activités abandonnées	<b>216</b>	(22)	<b>319</b>	(22)
	<b>452</b>	71	<b>981</b>	71
Bénéfice d'exploitation <sup>(3)</sup>				
Activités poursuivies	<b>242</b>	125	<b>693</b>	125
Activités abandonnées	<b>61</b>	(22)	<b>164</b>	(22)
	<b>303</b>	103	<b>857</b>	103
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>(3)</sup>				
Activités poursuivies	<b>568</b>	238	<b>1 627</b>	238
Activités abandonnées	<b>124</b>	55	<b>354</b>	55
	<b>692</b>	293	<b>1 981</b>	293

(1) Les résultats du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 tiennent compte de Suncor après la fusion pendant deux mois. La production totale pour la période de deux mois, soit août et septembre 2009, s'est chiffrée à 158,2 milliers de barils/jour.

(2) Calculé avant redevances et déduction faite des coûts de transport.

(3) Un rapprochement du bénéfice d'exploitation, mesure non définie par les PCGR, est présenté ci-après. Un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est présenté à la rubrique « Mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

**Rapprochement du bénéfice d'exploitation**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre <sup>(1)</sup>		Neuf mois terminés les 30 septembre <sup>(1)</sup>	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>236</b>	93	<b>662</b>	93
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	5	7	—	7
Frais de démarrage de projets	1	—	3	—
Effet de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis	—	25	—	25
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	28	—
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies <sup>(1)</sup></b>	<b>242</b>	125	<b>693</b>	125
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées</b>	<b>216</b>	(22)	<b>319</b>	(22)
Gains liés à des cessions d'activités abandonnées	(207)	—	(207)	—
Réductions de valeurs et sorties du bilan	52	—	52	—
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total <sup>(1)</sup></b>	<b>303</b>	103	<b>857</b>	103

(1) Mesure non définie par les PCGR.

Suncor poursuit des activités au Royaume-Uni (Buzzard), en Norvège (exploration), en Libye, en Syrie et sur la Côte Est du Canada. Les activités abandonnées comprennent certains secteurs britanniques de la mer du Nord et les résultats des activités aux Pays-Bas et à Trinité-et-Tobago jusqu'à la date de clôture de leur vente, soit le 13 août et le 5 août 2010, respectivement.

Pour le troisième trimestre de 2010, le bénéfice net total du secteur International et extracôtier s'est établi à 452 millions \$, comparativement à 71 millions \$ pour le troisième trimestre de 2009. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2010 comprend un gain de 207 millions \$ découlant de cessions d'actifs, contrebalancé par une réduction de valeur de 52 millions \$ des actifs au Royaume-Uni pour tenir compte du prix de vente convenu. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2009 tenait compte de l'incidence négative de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, le bénéfice d'exploitation total pour le troisième trimestre de 2010 s'est établi à 303 millions \$, comparativement à 103 millions \$ pour la même période en 2009.

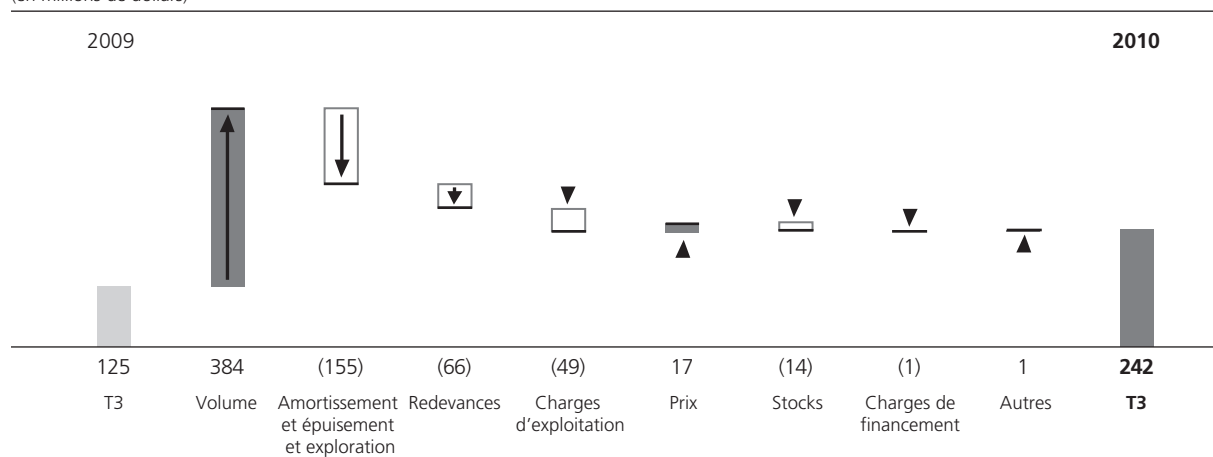
L'augmentation du bénéfice d'exploitation total au troisième trimestre de 2010 est surtout attribuable à la prise en compte de trois mois d'exploitation comparativement à deux mois seulement pour le troisième trimestre de 2009, en raison du calendrier de la fusion. La production mise en service à North Amethyst (Côte Est du Canada) et en Syrie et l'augmentation des prix de référence ont contribué à l'amélioration. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'accroissement des charges d'amortissement et d'épuisement et des redevances ainsi que par le maintien des quotas de production en Libye.

Pour les neuf premiers mois de 2010, le bénéfice net s'est établi à 981 millions \$, comparativement à 71 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2010 s'explique par les mêmes facteurs ayant influé sur les résultats du troisième trimestre, auxquels s'ajoutent 19 millions \$ liés aux ajustements de coûts antérieurs au titre du contrat d'exploration et de partage de production en Libye et 9 millions \$ liés à un forage improductif en Libye. En raison du calendrier de la fusion, le bénéfice de deux mois seulement avait été pris en compte en 2009.

Le bénéfice d'exploitation total s'est établi à 857 millions \$ pour les neuf premiers mois de 2010, comparativement à 103 millions \$ pour la période correspondante de 2009. La prise en compte de neuf mois d'exploitation comparativement à deux mois seulement en 2009, en raison du calendrier de la fusion, l'augmentation des prix des marchandises et une production solide dans l'ensemble ont eu une incidence positive sur le bénéfice d'exploitation des neuf premiers mois de 2010. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le maintien des quotas de production en Libye et des révisions aux fins de maintenance d'une durée de trois semaines à Buzzard et à Terra Nova.

**Activités poursuivies****Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies**

(en millions de dollars)



Pour le troisième trimestre de 2010, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies s'est établi à 242 millions \$, comparativement à un bénéfice d'exploitation liée aux activités poursuivies de 125 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Cette amélioration est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation total. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 568 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 238 millions \$ au troisième trimestre de 2009. L'augmentation est attribuable à la prise en compte de trois mois d'exploitation en 2010 contre deux mois seulement en 2009, en raison du calendrier de la fusion.

Pour les neuf premiers mois de 2010, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies s'est établi à 693 millions \$, comparativement à 125 millions \$ pour la même période en 2009. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont atteint 1,627 milliard \$ pour les neuf premiers mois de 2010, comparativement à 238 millions \$ pour la même période en 2009. Les résultats des neuf premiers mois de 2010 reflètent principalement la prise en compte de neuf mois d'exploitation en 2010 contre deux mois seulement en 2009, en raison du calendrier de la fusion.

**Volumes**

(en Kbpj)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
Production tirée des activités poursuivies				
Côte Est du Canada				
Terra Nova	17,2	10,6	24,6	3,6
Hibernia	32,3	18,9	30,9	6,4
White Rose	16,8	3,4	14,9	1,1
R.-U.				
Buzzard	58,6	19,5	55,5	6,6
Libye	35,4	28,3	35,4	9,5
Syrie	16,5	—	9,9	—
Production tirée des activités abandonnées	29,4	24,2	34,2	8,2
Production totale	206,2	104,9	205,4	35,4

Dans l'ensemble, la production a été supérieure au troisième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, en raison principalement de la prise en compte d'un mois supplémentaire de production dans les résultats de 2010,

par suite du calendrier de la fusion. En outre, dans le secteur Côte Est du Canada, la production a augmenté à White Rose par suite de l'entrée en production de North Amethyst au deuxième trimestre de 2010, la production a augmenté à l'installation Buzzard au troisième trimestre de 2010 en raison l'absence de révisions, comparativement au troisième trimestre de 2009, et les installations en Syrie sont entrées en production au deuxième trimestre de 2010. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le maintien des quotas de production en Libye.

Pour les neuf premiers mois de 2010, la production a été nettement supérieure à celle de la période correspondante de 2009, en raison surtout du calendrier de la fusion. Les résultats de 2010 prennent en compte neuf mois de production contre deux mois pour la période correspondante de 2009. L'augmentation enregistrée pour les neuf premiers mois de 2010 par rapport à la même période en 2009 est également attribuable à l'accroissement de la production à White Rose par suite de l'entrée en production de North Amethyst et à l'entrée en production des installations en Syrie au deuxième trimestre de 2010. La production de l'installation Buzzard a également augmenté au troisième trimestre de 2010 en raison de l'absence de révisions par rapport à la période correspondante de 2009.

### **Prix**

Le secteur International et extracôtier a bénéficié de prix réalisés plus élevés pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2010, à la faveur de l'augmentation des prix de référence par rapport aux périodes correspondantes de 2009.

### **Stocks**

Au troisième trimestre de 2010, les stocks accumulés du secteur International et extracôtier ont été supérieurs par rapport au troisième trimestre de 2009. Les stocks accumulés plus importants en 2010 ont eu une incidence négative sur le bénéfice, les marges ne pouvant être constatées avant la vente.

### **Charges d'exploitation**

Les charges d'exploitation liées aux activités poursuivies ont augmenté au troisième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, en raison surtout de la prise en compte d'un mois supplémentaire de production dans les résultats de 2010, par suite de la fusion, et des coûts associés à la production de nouvelles installations.

Les charges d'exploitation liées aux activités poursuivies ont augmenté pour les neuf premiers mois de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, en raison principalement du calendrier de la fusion.

### **Amortissement et épuisement**

Les charges d'amortissement et d'épuisement liées aux activités poursuivies ont été plus élevées pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009, en raison principalement du calendrier de la fusion, des actifs supplémentaires acquis dans le cadre de la fusion et de l'entrée en production de nouvelles installations en 2010.

### **Redevances**

Les redevances totales liées aux activités poursuivies pour le secteur International et extracôtier se sont élevées à 278 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 215 millions \$ au troisième trimestre de 2009. Pour les neuf premiers mois de 2010, les redevances ont totalisé 928 millions \$ comparativement à 215 millions \$ pour la période correspondante de 2009, cette hausse découlant de la date de clôture de la fusion.

Les redevances plus élevées au troisième trimestre de 2010 par rapport au trimestre correspondant de 2009 sont attribuables principalement à l'accroissement des volumes découlant de la production issue des actifs acquis dans le cadre

de la fusion et aux prix plus élevés, contrebalancés partiellement par la hausse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation des activités de la Côte Est du Canada. Les redevances ont été supérieures en Syrie par suite de l'entrée en production au deuxième trimestre de 2010, partiellement contrebalancée par une diminution des redevances en Libye. Les actifs au Royaume-Uni ne font pas l'objet de redevances.

Les redevances internationales sont déterminées conformément aux ententes de partage de la production en Libye et en Syrie. Le calcul des redevances tient compte de la différence entre la participation directe de Suncor dans un projet en particulier et les produits nets attribuables à Suncor selon les modalités du contrat. Toutes les participations gouvernementales aux activités, à l'exception des impôts sur le bénéfice, sont considérées comme des obligations de redevances.

Le tableau ci-après présente une estimation des redevances liées aux actifs de la Côte Est du Canada de Suncor pour les années 2010 à 2013, selon trois scénarios de prix.

Prix du WTI (en \$ US le baril)	60	80	100
Taux de change \$ US/\$ CA	0,90	1,00	1,00
<b>Charge de redevances à la Couronne</b> (sur la base du pourcentage des produits bruts) (en pourcentage)			
<b>2010 – Pétrole brut<sup>(1)</sup></b>	32-34	32-34	32-34
<b>2011-2013</b>	22-26	23-27	25-29

(1) Pour 2010, les taux de redevance estimatifs sont fondés sur les résultats cumulatifs réels pour l'exercice plus les résultats des mois futurs estimés conformément aux hypothèses.

Le tableau qui précède contient des renseignements prospectifs. Se reporter à la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent rapport de gestion pour connaître les risques importants et les hypothèses sous-jacentes aux énoncés prospectifs.

### Révisions planifiées aux fins de maintenance

Une révision de trois semaines est prévue pour White Rose au quatrième trimestre de 2010. De plus, le montage et la mise en service de la plateforme de manutention de soufre à l'installation Buzzard en mer du Nord ont commencé en octobre.

### Activités abandonnées

Conformément aux PCGR, les activités abandonnées incluent les résultats, jusqu'à la date de clôture, des actifs qui ont été vendus durant le trimestre, ainsi que les résultats de certains actifs que la Société s'attend à vendre. Les résultats comparatifs ont été retraités de façon à refléter l'incidence des activités ayant été classées comme abandonnées durant le troisième trimestre de 2010.

Au cours du troisième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a poursuivi ses activités de désinvestissement stratégique :

- Le 5 août 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs situés à Trinité-et-Tobago, pour un produit net de 378 millions \$ US, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.
- Le 13 août 2010, la Société a vendu ses actions dans Petro-Canada Netherlands B.V., pour un produit net de 316 millions €, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.
- Le 8 septembre 2010, la Société a conclu un accord visant la vente de certains des ses actifs extracôtiers non essentiels au Royaume-Uni pour un produit brut de 240 millions £. La vente porte sur les participations de Petro-Canada UK Limited dans 12 permis de production et d'exploration extracôtiers dans le secteur Royaume-Uni en mer du Nord. La vente devrait être conclue au premier trimestre de 2011, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2010, et est assujettie aux conditions de clôture, aux ajustements de clôture du prix d'acquisition et aux approbations réglementaires et autres approbations habituelles pour les transactions de cette nature. Se reporter à la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent rapport de gestion pour connaître les risques importants et les hypothèses sous-jacentes aux énoncés prospectifs liés à la vente des actifs au Royaume-Uni.

**Raffinage et commercialisation**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
Produits	<b>5 194</b>	3 852	<b>15 236</b>	7 108
Volumes de ventes de produits raffinés (en milliers de mètres cubes par jour)				
Essence	<b>42,4</b>	34,4	<b>41,1</b>	22,8
Distillats	<b>29,1</b>	22,1	<b>29,1</b>	14,4
Autres, y compris les produits pétrochimiques	<b>17,4</b>	13,4	<b>16,6</b>	8,0
Total des ventes de produits raffinés	<b>88,9</b>	69,9	<b>86,8</b>	45,2
Pétrole brut traité par Suncor (en milliers de mètres cubes par jour)	<b>67,3</b>	53,3	<b>64,8</b>	35,5
Bénéfice net total	<b>152</b>	45	<b>429</b>	256
Bénéfice d'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>149</b>	126	<b>393</b>	338
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>326</b>	264	<b>917</b>	663

(1) Mesure non définie par les PCGR. Un rapprochement du bénéfice d'exploitation est présenté ci-après. Un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est présenté à la rubrique « Mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

**Rapprochement du bénéfice d'exploitation**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
<b>Bénéfice net</b>	<b>152</b>	45	<b>429</b>	256
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>9</b>	14	<b>2</b>	15
Effet de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis	—	67	—	67
Gains sur cessions	<b>(12)</b>	—	<b>(16)</b>	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	<b>(22)</b>	—
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup></b>	<b>149</b>	126	<b>393</b>	338

(1) Mesure non définie par les PCGR.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un bénéfice net de 152 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 45 millions \$ au troisième trimestre de 2009. Le bénéfice net inférieur en 2009 était principalement attribuable à un effet négatif de 67 millions \$ sur le bénéfice des stocks acquis dans le cadre de la fusion à leur juste valeur. Au troisième trimestre de 2010, le bénéfice net comprend un gain de 12 millions \$ lié aux cessions prévues d'établissements de détail. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, le bénéfice d'exploitation pour le troisième trimestre de 2010 s'est établi à 149 millions \$ comparativement à 126 millions \$ au troisième trimestre de 2009.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement, qui comprennent les activités de détail et de gros et la portion « après la rampe » des lubrifiants, ont dégagé un bénéfice net de 76 millions \$ au troisième trimestre de 2010, en hausse par rapport à 25 millions \$ au troisième trimestre de 2009. Le fait que le troisième trimestre de 2009 ne prenait en compte que deux mois de résultats après la fusion, comparativement à trois mois pour le troisième trimestre de 2010, a eu un effet positif sur les résultats. Les écarts de prix accrus entre le pétrole léger et lourd et le pétrole brut synthétique léger et sulfureux ainsi que les marges de craquage supérieures sur les distillats ont aussi eu un effet positif sur le bénéfice net. Ces



facteurs ont été partiellement contrebalancés par le taux d'utilisation inférieur à la raffinerie de Sarnia découlant des perturbations des services du pipeline d'Enbridge, qui ont eu des répercussions sur la charge d'alimentation, les marges de craquage plus faibles sur l'essence et des marges « du craquage à la rampe » généralement plus faibles pour l'essence et les distillats.

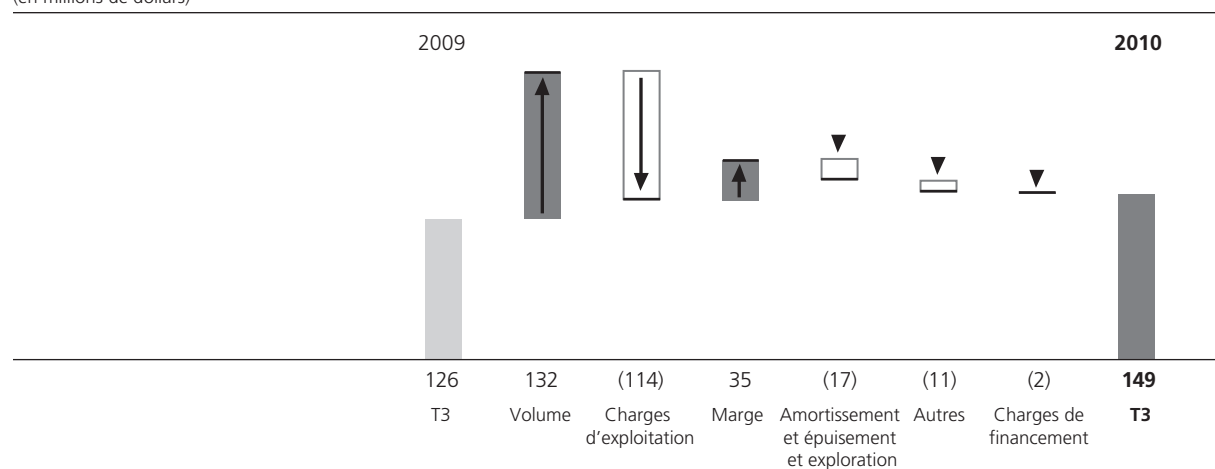
Les activités de commercialisation, qui comprennent les activités de détail et de gros et la portion « après la rampe » des lubrifiants, ont dégagé un bénéfice net de 76 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 20 millions \$ au troisième trimestre de 2009. L'amélioration des résultats du secteur de la commercialisation reflète un accroissement des volumes de ventes lié au calendrier de la fusion, et ce, malgré une diminution des marges au détail et de gros.

Pour les neuf premiers mois de 2010, le bénéfice net s'est établi à 429 millions \$, comparativement à 256 millions \$ pour la période correspondante de 2009. Outre les facteurs ayant influé sur le bénéfice net au troisième trimestre, les résultats de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 comprennent un montant de 22 millions \$ lié à la réduction de la provision pour fermeture et mise hors service du projet d'unité de cokéfaction de Montréal. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, le bénéfice d'exploitation total pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 s'est chiffré à 393 millions \$, comparativement à 338 millions \$ pour la période correspondante de 2009.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont élevés à 326 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 264 millions \$ pour la même période en 2009. L'augmentation est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation du troisième trimestre. Pour les neuf premiers mois de 2010, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté pour atteindre 917 millions \$, comparativement à 663 millions \$ pour la période correspondante de 2009. La variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation depuis le début de l'exercice est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du troisième trimestre.

### Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies

(en millions de dollars)



Le bénéfice d'exploitation pour le troisième trimestre de 2010 a augmenté de 23 millions \$ par rapport à la même période en 2009, en raison principalement de l'accroissement des volumes lié à la prise en compte d'un mois supplémentaire d'activités après la fusion en 2010 et de l'amélioration des marges par rapport au troisième trimestre de 2009. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation.

L'augmentation du bénéfice d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation du troisième trimestre.

## Volumes

(en milliers de mètres cubes/jour)	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2010	30 septembre 2009	2010	30 septembre 2009
<b>Ventes de produits raffinés</b>				
Essence				
Est de l'Amérique du Nord	<b>22,5</b>	18,3	<b>22,0</b>	11,7
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>19,9</b>	16,1	<b>19,1</b>	11,1
	<b>42,4</b>	34,4	<b>41,1</b>	22,8
Distillats				
Est de l'Amérique du Nord	<b>11,7</b>	10,3	<b>12,2</b>	7,0
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>17,4</b>	11,8	<b>16,9</b>	7,4
	<b>29,1</b>	22,1	<b>29,1</b>	14,4
Autres, y compris les produits pétrochimiques	<b>17,4</b>	13,4	<b>16,6</b>	8,0
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>88,9</b>	69,9	<b>86,8</b>	45,2
Pétrole brut traité par Suncor				
Est de l'Amérique du Nord	<b>30,7</b>	25,5	<b>30,8</b>	16,2
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>36,6</b>	27,8	<b>34,0</b>	19,3
<b>Total du pétrole brut traité par Suncor</b>	<b>67,3</b>	53,3	<b>64,8</b>	35,5

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont augmenté de 27 % au troisième trimestre de 2010, comparativement au troisième trimestre de 2009. Les volumes de ventes comparatifs reflètent l'incidence positive du calendrier de la fusion. Dans l'ensemble, l'utilisation des raffineries s'est établie à 95,7 % au troisième trimestre de 2010, qui comprend trois mois de résultats pour les raffineries d'Edmonton, de Sarnia, de Montréal et de Commerce City. L'exploitation des raffineries d'Edmonton et de Commerce City est demeurée fiable, tandis que la raffinerie de Sarnia a traité des volumes de brut inférieurs au troisième trimestre de 2010, en raison principalement de la panne du pipeline d'Enbridge qui a limité l'accès au brut provenant de l'Ouest canadien. L'écart a été partiellement contrebalancé par le traitement de bruts légers internationaux et une utilisation accrue à Montréal afin de maintenir l'approvisionnement pour l'Ontario. Le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 96,9 % au troisième trimestre de 2009 après la fusion, qui prenait en compte trois mois de résultats pour les raffineries de Sarnia et de Commerce City et deux mois pour celles d'Edmonton et de Montréal.

Pour les neuf premiers mois de 2010, les ventes totales de produits raffinés du pétrole se sont chiffrées en moyenne à 86 800 mètres cubes par jour, comparativement à 45 200 mètres cubes par jour pendant la même période en 2009. L'augmentation est principalement attribuable au calendrier de la fusion.

L'utilisation des raffineries a été en moyenne de 92,0 % au cours des neuf premiers mois de 2010. L'utilisation des raffineries de l'ancienne société Suncor s'est établie en moyenne à 95,3 %, comparativement à 97,1 % pour la période correspondante de 2009.

## Marges

Les marges brutes, en pourcentage absolu, ont sensiblement augmenté au troisième trimestre de 2010 comparativement au troisième trimestre de 2009, en raison des volumes supplémentaires qui ont résulté de la fusion.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont bénéficié d'écarts de prix plus favorables entre le pétrole léger et lourd et entre le pétrole brut synthétique léger et sulfureux et d'une amélioration des marges de craquage Chicago et Seattle 3:2:1 au troisième trimestre de 2010 par rapport au troisième trimestre de 2009, la hausse de la marge de craquage étant réduite par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les marges de craquage inférieures au port de New York 3:2:1 d'un trimestre à l'autre et par le traitement de pétrole brut léger plus cher à Sarnia par suite de la pénurie de brut causée par les perturbations des services de pipeline d'Enbridge.

Les activités de commercialisation ont bénéficié de la fusion et des volumes supplémentaires qui en ont découlé, mais les marges brutes sur le pétrole se sont affaiblies au troisième trimestre de 2010 comparativement à celles du troisième trimestre de 2009, en raison de la composition géographique plus diversifiée du réseau de vente élargi.

Les marges brutes dégagées pour les neuf premiers mois de 2010, par rapport à la période correspondante de 2009, ont été touchées principalement par les mêmes facteurs qui ont influé sur les marges du troisième trimestre.

## Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation du troisième trimestre de 2010 ont été supérieures à celles de la période correspondante de 2009, en raison principalement de la prise en compte d'un mois supplémentaire de charges. Les charges ont été nettement supérieures pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, par suite du calendrier de la fusion.

## Amortissement et épuisement

Les charges d'amortissement et d'épuisement ont augmenté pour le troisième trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, en raison principalement de l'expansion des activités attribuable à la fusion.

## Révisions planifiées aux fins de maintenance

Une révision de six semaines de l'usine de lubrifiants, qui a débuté à la fin de septembre 2010, se poursuivra au quatrième trimestre de 2010, tandis qu'une révision de quatre semaines entreprise à la raffinerie de Montréal en septembre a pris fin au quatrième trimestre de 2010.

Dans le cas des révisions planifiées, la Société conclut des transactions pour s'assurer de la disponibilité de produits finis additionnels en vue d'atténuer l'incidence de la production perdue pour les clients.

## 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 d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

**Rapprochement du bénéfice d'exploitation**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(24)</b>	186	<b>(493)</b>	190
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(220)</b>	(386)	<b>(120)</b>	(643)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>16</b>	23	<b>(18)</b>	57
Frais de fusion et d'intégration	<b>22</b>	51	<b>61</b>	67
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	3	—	3
<b>Perte d'exploitation<sup>(1)</sup></b>	<b>(206)</b>	(123)	<b>(570)</b>	(326)

(1) Mesure non définie par les PCGR.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice d'exploitation (perte)<sup>(1)</sup></b>				
Énergie renouvelable	<b>7</b>	6	<b>29</b>	22
Négociation de l'énergie	<b>11</b>	29	<b>22</b>	34
Siège social	<b>(231)</b>	(90)	<b>(633)</b>	(283)
Éliminations	<b>7</b>	(68)	<b>12</b>	(99)
	<b>(206)</b>	(123)	<b>(570)</b>	(326)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>(1)</sup></b>	<b>(244)</b>	(299)	<b>(754)</b>	(351)

(1) Mesures non définies par les PCGR.

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte nette de 24 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à un bénéfice net de 186 millions \$ pour le troisième trimestre de 2009. Ce recul est principalement attribuable à un gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains plus élevé au troisième trimestre de 2009 par rapport au troisième trimestre de 2010. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, la perte d'exploitation pour le troisième trimestre de 2010 s'est établie à 206 millions \$, comparativement à une perte d'exploitation de 123 millions \$ pour le troisième trimestre de 2009.

Pour les neuf premiers mois de 2010, la perte nette s'est établie à 493 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 190 millions \$ pour la même période en 2009. Ce recul est principalement attribuable à un gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains plus élevé pour la période de neuf mois terminée en septembre 2009 par rapport à la période correspondante de 2010. Sans tenir compte des ajustements du bénéfice, la perte d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2010 s'est établie à 570 millions \$, comparativement à 326 millions \$ pour la même période en 2009.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 244 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 299 millions \$ au troisième trimestre de 2009. La baisse est principalement attribuable aux ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères ou Côte Est du Canada et Raffinage et commercialisation, des bénéfices ayant été constatés au cours de la période considérée comparativement à des éliminations de profits pour la période précédente. Les flux de trésorerie comprennent également l'incidence de la baisse des frais de fusion et d'intégration et de la hausse de l'apport des activités de négociation de l'énergie, qui ont été partiellement contrebalancées par les règlements effectués par la filiale d'assurance au cours du trimestre considéré.

## Énergie renouvelable

Les participations de la Société dans le domaine de l'énergie renouvelable comprennent quatre projets d'énergie éolienne en place et un cinquième projet en construction et la plus grande usine d'éthanol du Canada selon le volume de production. Les projets d'énergie éolienne de Suncor, situés en Saskatchewan, en Alberta et en Ontario, ont une capacité de génération totale de 147 mégawatts, ce qui permet de compenser l'équivalent de 284 000 tonnes de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) par année.

Les travaux de construction du projet d'énergie éolienne Wintering Hills de 88 mégawatts ont débuté au troisième trimestre de 2010 et devraient être achevés avant la fin de 2011. La Société détiendra une participation de 70 % dans le projet et l'exploitera avec Ressources Teck Limitée qui détiendra la participation restante de 30 %. À sa pleine capacité, ce projet devrait produire suffisamment d'énergie électrique pour alimenter en électricité environ 35 000 maisons en Alberta et compenser un volume supplémentaire de 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année.

La capacité de l'usine d'éthanol située à Sarnia, en Ontario, est actuellement de 200 millions de litres par année, ce qui permet de compenser l'équivalent de 300 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année. L'agrandissement de l'usine en cours devrait être achevé comme prévu d'ici décembre 2010 au coût de 120 millions \$.

Les activités de la Société liées à l'énergie renouvelable ont rapporté un bénéfice d'exploitation de 7 millions \$ au troisième trimestre de 2010, tout comme à la période correspondante de 2009.

Le bénéfice d'exploitation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 s'est établi à 29 millions \$, comparativement à 22 millions \$ pour la période correspondante de 2009. L'augmentation est principalement attribuable à la réception de contributions rétroactives du gouvernement au premier trimestre de 2010.

## Négociation de l'énergie

Les activités de négociation de l'énergie de Suncor comportent principalement la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de produits raffinés et de sous-produits, ainsi que l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Ces activités ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 11 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 29 millions \$ au troisième trimestre de 2009.

Le gain réalisé au troisième trimestre de 2010 s'explique par les écarts de prix importants pour les produits de pétrole brut lourd canadien par rapport au WTI. Des gains physiques réalisés sur des stocks de brut avaient eu une incidence positive sur les résultats du troisième trimestre de 2009.

Le bénéfice d'exploitation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 s'est établi à 22 millions \$, comparativement à 34 millions \$ pour la période correspondante de 2009. La baisse est principalement attribuable à la diminution d'une année sur l'autre des bénéfices tirés des stratégies de stockage du brut en raison du rétrécissement de l'écart entre les prix du brut courants et à terme. Ce facteur a été partiellement contrebalancé par une hausse d'une année sur l'autre des bénéfices tirés des stratégies relatives au pétrole brut lourd canadien en raison de l'écart important entre les prix sur les marchés canadien et américain.

## Siège social et éliminations

Le segment Siège social a affiché une perte d'exploitation de 231 millions \$ au troisième trimestre de 2010, comparativement à 90 millions \$ au troisième trimestre de 2009. Cette augmentation de la perte d'exploitation est principalement attribuable aux charges de la filiale d'assurance se rapportant à l'incendie survenu en février 2010 à l'usine de valorisation du secteur Sables pétrolifères (83 millions \$ après impôts), à la hausse de la charge d'intérêts nette découlant de la dette additionnelle contractée dans le cadre de la fusion et à la diminution des gains sur les soldes de fonds de roulement exprimés en dollars américains.

Le segment Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères ou le secteur Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation lorsque des bénéfices sont réalisés au moment de la vente des produits à des tiers. Des profits de 7 millions \$ éliminés précédemment ont été constatés au troisième trimestre de 2010, tandis que des profits de 68 millions \$ avaient été éliminés au troisième trimestre de 2009.

La perte d'exploitation du segment Siège social s'est établie à 633 millions \$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, comparativement à 283 millions \$ pour la période correspondante de 2009. L'augmentation s'explique principalement par les règlements effectués par la filiale d'assurance au premier et au troisième trimestres de 2010 et par une charge d'intérêts supplémentaires.

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES DÉCAISSÉS

La Société estime que ses impôts sur les bénéfices décaissés seront de l'ordre de 1,0 milliard \$ à 1,1 milliard \$ pour l'année civile 2010. Les impôts sur les bénéfices décaissés sont sensibles, entre autres, à la volatilité des prix des marchandises (pétrole brut et gaz naturel), aux marges de craquage des raffineries ainsi qu'au moment où les dépenses en immobilisations sont déduites aux fins de l'impôt. Cette estimation s'est fondée sur les hypothèses suivantes : prévisions actuelles concernant les prix des marchandises, les taux de change, la production, les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation. En outre, elle suppose qu'aucun des régimes fiscaux actuels ne sera modifié. Voir la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent rapport de gestion pour connaître les principaux risques et les hypothèses sous-jacentes aux énoncés prospectifs se rapportant aux impôts sur les bénéfices.

## SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE LIQUIDITÉ

(en millions de dollars, sauf les ratios)	<b>30 septembre 2010</b>	31 décembre 2009
Fonds de roulement (fonds de roulement déficitaire) <sup>(1)</sup>	<b>634</b>	(324)
Dette à court terme	<b>2</b>	2
Tranche à court terme de la dette à long terme	<b>518</b>	25
Dette à long terme	<b>11 534</b>	13 855
Dette totale	<b>12 054</b>	13 882
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>598</b>	505
Dette nette	<b>11 456</b>	13 377
Capitaux propres	<b>35 728</b>	34 111
Capitalisation totale (total des emprunts et des capitaux propres)	<b>47 782</b>	47 993
Dette totale par rapport à la dette plus les capitaux propres (en pourcentage) <sup>(2)</sup>	<b>25</b>	29
	Périodes de 12 mois terminées les 30 septembre	
	<b>2010</b>	2009
RCI (en pourcentage) <sup>(3),(8)</sup>	<b>7,9</b>	3,7
RCI (en pourcentage) <sup>(4),(8)</sup>	<b>5,7</b>	2,6
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en nombre de fois) <sup>(5)</sup>	<b>2,0</b>	7,0
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Bénéfice net <sup>(6)</sup>	<b>6,0</b>	1,9
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>(7),(8)</sup>	<b>9,7</b>	5,9

- (1) Actifs à court terme moins passifs à court terme, à l'exclusion de la trésorerie et de ses équivalents, de la dette à court terme, de la tranche à court terme de la dette à long terme et des impôts futurs. Les actifs et passifs à court terme des activités abandonnées sont exclus.
- (2) Dette à court terme plus dette à long terme divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.
- (3) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.
- (4) Inclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.
- (5) Dette à court terme plus dette à long terme moins trésorerie et équivalents de trésorerie, divisée par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.
- (6) Bénéfice net plus impôts sur les bénéfices et intérêts débiteurs, divisé par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (7) Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation plus impôts sur les bénéfices exigibles et intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (8) Mesures non définies par les PCGR. Voir la rubrique « Mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

## Structure du capital

Les sources de financement de Suncor comprennent principalement les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les lignes de crédit disponibles. La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité compte tenu des plans de croissance à long terme de la Société. La direction de Suncor croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Au 30 septembre 2010, la dette nette de Suncor s'élevait à 11,5 milliards \$, contre 13,4 milliards \$ au 31 décembre 2009. La dette nette a diminué de 1,9 milliard \$ grâce surtout au produit tiré de la cession d'actifs qui a servi à la réduction de la dette. Les lignes de crédit non utilisées au 30 septembre 2010 se chiffraient à environ 5,7 milliards \$, contre 4,2 milliards \$ au 31 décembre 2009.

La direction de Suncor croit que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations planifiées et répondre à ses exigences à court terme et à long terme à partir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de ses facilités de crédit engagées et disponibles. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont les prix des marchandises, les niveaux de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, les impôts, les redevances et les taux de change. Si des capitaux additionnels sont requis, la Société croit qu'un financement additionnel suffisant sera disponible sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

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. Le défaut de respecter l'une ou l'autre de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaut aux termes des conventions d'emprunt respectives, menant potentiellement au remboursement accéléré de l'une ou de plusieurs des obligations liées aux emprunts. La Société se conforme à toutes ses clauses restrictives financières qui exigent que la dette totale soit d'au plus 60 % de sa capitalisation totale. Au 30 septembre 2010, le ratio de la dette totale sur la capitalisation totale était de 25 % (29 % au 31 décembre 2009). La Société respecte également toutes les clauses restrictives liées à l'exploitation à l'heure actuelle.

Les paragraphes qui précèdent contiennent des informations prospectives. Se reporter à la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent rapport de gestion pour connaître les principaux risques et les hypothèses sous-jacentes ayant servi de fondement aux énoncés prospectifs.

## Actions en circulation

Au 30 septembre 2010

en milliers

Actions ordinaires	<b>1 562 822</b>
Options sur actions ordinaires – total	<b>70 763</b>

## Cotes de crédit

L'information qui suit en ce qui concerne les cotes de crédit de la Société est fournie relativement au coût du financement et à la situation de trésorerie de la Société et elle indique si les cotes de crédit ont changé ou non. En particulier, pour pouvoir accéder à du financement non garanti ou conclure certaines opérations de nantissement de manière économique, la Société doit avant tout bénéficier de cotes de crédit concurrentielles. De plus, l'abaissement de ces cotes pourrait avoir des effets défavorables sur la capacité de financement de la Société ou sur l'accès aux marchés financiers ainsi que sur la capacité de la Société à conclure des instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités (y compris avoir des répercussions sur le coût de ces dérivés ou opérations) et pourrait forcer la Société à fournir des garanties additionnelles dans le cadre de certains contrats.

Toutes les cotes de crédit de la Société sont des notations élevées. Les titres d'emprunt à long terme de premier rang de la Société ont reçu les cotes de crédit suivantes : une cote de BBB+ avec perspective stable de Standard & Poor's (« S&P »), une cote de A (bas) avec perspective stable de Dominion Bond Rating Service (« DBRS »), et une cote de Baa2 avec perspective stable de Moody's Investors Service. Les notations actuelles du papier commercial de Suncor sont les suivantes : A-1 (bas) de S&P et R-1 (bas) de DBRS. Ces notations n'ont pas changé depuis le 31 décembre 2009.

## Obligations contractuelles, engagements et garanties

Dans le cours normal des activités, la Société est tenue d'effectuer des paiements futurs. Ces obligations représentent des contrats et d'autres engagements qui sont connus et non résiliables. Suncor a fait état de ces obligations et de ces garanties à la rubrique « Total des obligations contractuelles » figurant dans son rapport annuel, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. Il n'y a pas eu de développement important à cet égard depuis le 31 décembre 2009.

## État des projets d'investissement

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration de 1,443 milliard \$ au troisième trimestre de 2010, ce qui porte le total engagé depuis le début de l'exercice à 3,966 milliards \$ sur un budget d'investissement de 5,5 milliards \$. Les dépenses en immobilisations ont surtout été axées sur la préservation de tous les actifs de la Société pour une question de sécurité et de fiabilité et pour la poursuite du développement de la troisième phase d'agrandissement du projet Firebag.

## Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations destinées aux sables pétrolifères ont totalisé 962 millions \$ pour le troisième trimestre de 2010, ce qui porte les dépenses totales depuis le début de l'exercice à 2,642 milliards \$. Les dépenses ont été affectées essentiellement à la construction des installations de la troisième phase de Firebag.

La Société poursuit ses initiatives de croissance planifiées dans le cadre de la troisième phase d'agrandissement des installations de sables pétrolifères *in situ* de Firebag. L'agrandissement planifié devrait commencer à produire du pétrole au deuxième trimestre de 2011 et le volume devrait augmenter graduellement sur une période prévue de 18 à 24 mois jusqu'à la capacité de production prévue d'environ 62 500 barils de bitume par jour. Les dépenses engagées depuis le début de l'exercice ont surtout servi à la construction d'une centrale de cogénération, de l'usine de traitement centralisé et des plateformes d'exploitation.

La Société s'est engagée à développer le projet d'agrandissement des installations *in situ* des sables pétrolifères et envisage de développer la quatrième phase de Firebag qui ajouterait 62 500 barils de bitume par jour à la capacité de production une fois que la production aura atteint son plein régime.



Les dépenses engagées depuis le début de l'exercice ont aussi servi aux travaux d'ingénierie, à l'approvisionnement, à la construction et à l'investissement de maintien si important pour assurer l'efficacité de l'activité minière, de la valorisation, de l'extraction et du fonctionnement des actifs *in situ*. Les dépenses se poursuivent et continueront au quatrième trimestre de 2010.

En juin 2010, la Société a obtenu l'approbation réglementaire nécessaire pour aller de l'avant avec la mise en œuvre d'un nouveau plan de gestion des résidus utilisant la technique de gestion des résidus TRO<sup>MC</sup> qui lui est exclusive. Il est prévu que cette technique lui permettra d'accélérer la remise en état des lieux et de réduire les coûts à long terme. Au cours du troisième trimestre, les activités dans le cadre du projet ont consisté en des travaux d'ingénierie, en l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, en la préparation du site et en la construction des installations temporaires. La première phase du projet devrait être complétée au premier trimestre de 2012, tandis que la deuxième phase sera probablement terminée fin 2012 au plus tard. Les dépenses en immobilisations devant être affectées à une mise en œuvre du processus TRO<sup>MC</sup> à grande échelle doivent être approuvées par le Conseil d'administration.

Les plans visant l'achèvement de la construction d'une unité de naphta à l'usine de valorisation 2 ont été retardés au cours de l'exercice en raison d'une réaffectation des ressources, mais ils demeurent une priorité pour la Société. Selon les prévisions actuelles, le projet, qui vise à accroître la valeur de la gamme de produits de l'usine de valorisation, devrait s'achever au cours du quatrième trimestre de 2011.

### **Gaz naturel**

Le secteur Gaz naturel est en train de revoir sa stratégie afin de combler la demande grandissante de la Société en gaz naturel. Au troisième trimestre de 2010, le secteur a dépensé 43 millions \$ en exploration et en mise en valeur, ce qui porte à 113 millions \$ le total dépensé depuis le début de l'exercice, l'essentiel étant consacré aux projets de gaz non classique (consistant principalement en l'acquisition de terrains dans le nord-est de la Colombie-Britannique).

Les principaux biens productifs de gaz peu profond de Suncor près de Medicine Hat, dans l'est de l'Alberta, ont continué leurs activités de forage et de raccordement. En tout, 195 puits ont été forés au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010. D'ici la fin de l'exercice, environ 150 autres puits devraient être creusés. La production totale dans cette zone atteindra probablement une moyenne de 70 Mpi<sup>3</sup> par jour.

Il est prévu qu'au quatrième trimestre de 2010, le secteur Gaz naturel commencera deux programmes de forage importants – le premier dans la zone Ferrier (centre de l'Alberta) et le deuxième à Pouce Coupe (ouest de l'Alberta). Les deux se poursuivront jusqu'au prochain exercice et devraient être raccordés au cours du premier trimestre de 2011.

### **International et extracôtier**

#### Côte Est du Canada

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration du secteur International et extracôtier ont atteint 74 millions \$ pour le troisième trimestre de 2010 et ils se rapportent au secteur Côte Est du Canada, ce qui donne des dépenses totales de 183 millions \$ depuis le début de l'exercice. Ces dépenses ont surtout été affectées aux zones White Rose et Hibernia.

La portion North Amethyst des extensions White Rose a réalisé sa première production pétrolière en mai 2010. Le forage de développement (11 puits au total) devrait se poursuivre jusqu'aux derniers mois de 2012. Les données provenant d'un puits de délimitation serviront à optimiser l'emplacement futur des puits. L'année de production optimale serait celle de 2012, lorsque tous les puits de développement à North Amethyst seront terminés.

Le forage de développement de la première phase de mise en valeur du projet West White Rose a débuté en août 2010, la première production de pétrole étant prévue pour le début de 2011. Les résultats de forage de la première phase, pris ensemble avec l'évaluation de la production et l'évaluation continue des réservoirs, devraient permettre de définir toute l'étendue de la mise en valeur des champs.

Les dépenses en immobilisations dans le cadre du projet d'extension Hibernia South, où la toute première production est prévue pour 2011, se poursuivent. En octobre 2010, la demande de modification du plan de mise en valeur a été approuvée. Selon les prévisions actuelles, la production du projet d'extension Hibernia South atteindra une moyenne de 45 000 barils par jour (capacité brute) (capacité nette de 9 000 barils par jour pour Suncor) en 2011.

Le contrat des travaux techniques préliminaires concernant les installations de surface en vue de la construction de la plateforme de production de Hebron a été octroyé en août 2010. La toute première production pétrolière devrait avoir lieu en 2017.

### International

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration que le secteur International et extracôtier a consacrés aux activités internationales ont atteint 101 millions \$ pour le troisième trimestre de 2010, soit un total cumulatif de 425 millions \$ depuis le début de l'exercice. Les dépenses ont essentiellement servi au forage d'exploration en Libye et en Norvège.

Le projet d'amélioration à Buzzard a démarré au milieu d'octobre 2010 et devrait se poursuivre à un rythme lent jusqu'à la fin de l'exercice. Le projet comprend l'installation d'une quatrième plateforme dotée d'un matériel capable de traiter le pétrole à teneur élevée en soufre.

La plateforme Norway West Alpha a amorcé les activités de forage du puits d'appréciation Beta Statfjord en août 2010 en vue d'une évaluation plus poussée de la découverte réalisée plus tôt cette année de la réserve Beta Brent.

L'acquisition de données se poursuit dans le cadre de deux levés sismiques liés aux contrats d'exploration et de partage de production en Libye. Deux puits d'exploration dans le cadre du contrat d'exploration et de partage de production d'En Naga ont été forés au cours du trimestre, et l'engagement des dépenses en immobilisations destinées aux projets de mise en valeur non exploités continue.

En Syrie, le forage du puits de développement Cherrife a été un succès et a permis de confirmer que le gaz était livrable depuis le réservoir ciblé.

### **Raffinage et commercialisation**

Le secteur Raffinage et commercialisation a dépensé 152 millions \$ en immobilisations au cours du troisième trimestre de 2010, soit un total cumulatif de 395 millions \$ depuis le début de l'exercice. Les dépenses ont surtout été faites pour le changement de bannière et les révisions planifiées.

À ce jour, les dépenses ont été axées sur les actifs de raffinage et le remplacement de l'ancienne bannière Sunoco des établissements de détail par la bannière Petro-Canada. Les raffineries d'Edmonton, de Montréal, de Sarnia et de Commerce City ont terminé leurs travaux de révision avec succès au cours de l'exercice, travaux ayant eu pour but d'assurer un fonctionnement ininterrompu, sécuritaire et fiable des installations.

### **Siège social**

Les dépenses en immobilisations du siège social se montent à 111 millions \$ pour le troisième trimestre de 2010 et à 208 millions \$ pour les neuf premiers mois de 2010. Les dépenses ont surtout été destinées à l'intégration des activités acquises et au développement de l'énergie renouvelable.

Les travaux sont en cours afin de convertir les anciens systèmes de Suncor et de Petro-Canada en une plateforme commune et afin d'intégrer les procédés, les informations et les technologies.

La construction de l'installation de production d'énergie éolienne de 88 mégawatts a commencé à Wintering Hills au troisième trimestre de 2010 et devrait s'achever avant la fin de 2011. La Société détiendra une participation de 70 % dans le projet et exploitera celui-ci, tandis que Ressources Teck Limitée en détiendra les 30 % restants. En période de pointe, le projet devrait produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 35 000 maisons en Alberta et compenser 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année.

La capacité de l'usine d'éthanol de Sarnia, en Ontario, est actuellement de 200 millions de litres par année, ce qui permet de compenser l'équivalent de 300 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année. L'agrandissement de l'usine, qui se déroule actuellement, devrait se terminer comme prévu en décembre 2010 et respecter son budget de 120 millions \$.

### **Coûts de mise en veilleuse**

La Société continue d'engager des coûts liés à la mise en veilleuse de certains projets de croissance en raison des conditions défavorables du marché à la fin de 2008 et en 2009. On entend par « coûts de mise en veilleuse » les coûts liés au report des projets et au maintien du matériel et des installations dans un état sécuritaire de façon à pouvoir accélérer la reprise subséquente des travaux au moment opportun. Par suite de la mise en veilleuse de certains de ses projets, la Société a engagé des coûts avant impôts de 37 millions \$ pour le troisième trimestre de 2010, soit 110 millions \$ au total depuis le début de l'exercice. Des coûts de mise en veilleuse d'environ 150 millions \$ à 175 millions \$ avant impôts, y compris les coûts liés à la reprise de projets de croissance qui avaient été mis en veilleuse, devraient être engagés en 2010.

Les renseignements ci-dessus concernant les dépenses en immobilisations contiennent de l'information prospective. Se reporter à la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent rapport de gestion pour connaître les principaux risques et les hypothèses sous-jacentes ayant servi de fondement aux énoncés prospectifs.

### **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, afin de se protéger contre l'éventuelle incidence défavorable de l'évolution des prix du marché entraînée par la variation des indices sous-jacents. La Société a aussi recours à des dérivés financiers liés à l'énergie visant des échanges de produits réels et des échanges financiers pour gagner des produits de négociation.

Suncor comptabilise ses instruments financiers dérivés significatifs selon la méthode de l'évaluation à la valeur de marché. Les contrats sont comptabilisés au bilan à leur juste valeur à chaque fin de période et toute variation de la juste valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Pour estimer la juste valeur des instruments financiers, la Société se fonde sur les cours cotés du marché lorsqu'ils sont disponibles ou sur des modèles qui utilisent des données observables sur les marchés. En plus de l'information ayant trait aux marchés, Suncor incorpore des informations spécifiques à la transaction que les participants sur le marché utiliseraient dans une évaluation de la juste valeur, y compris l'incidence des risques de non-exécution. Les données d'entrée utilisées pour caractériser la juste valeur utilisent une hiérarchie qui priorise les données en fonction de leur observabilité. Cependant, ces estimations de la juste valeur ne sont pas nécessairement indicatives des montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une transaction sur le marché.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés de la Société se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	30 septembre 2010	31 décembre 2009
Actifs	98	213
Passifs	(204)	(572)
<b>Instruments financiers dérivés, montant net</b>	<b>(106)</b>	<b>(359)</b>

Pour plus de renseignements sur les instruments financiers dérivés de la Société au 30 septembre 2010, se reporter à la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés. Pour une discussion plus complète de l'exposition de Suncor aux risques financiers et des activités de la Société visant à atténuer ces risques, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés vérifiés de 2009, qui sont intégrés par renvoi aux présentes.

### Risques associés aux instruments financiers dérivés

Le programme stratégique de couverture du pétrole brut de Suncor est soumis à des examens périodiques de la direction visant à déterminer des exigences de couverture appropriées compte tenu de la tolérance de Suncor aux risques liés à la volatilité des marchés, ainsi que le besoin d'assurer des flux de trésorerie stables pour financer la croissance future.

La Société pourrait être exposée à certaines pertes dans l'éventualité où les contreparties aux instruments financiers dérivés se trouvaient incapables de respecter leurs obligations envers Suncor. La Société réduit ce risque au minimum en concluant des contrats avec des parties bénéficiant d'une cote de solvabilité élevée. Elle réduit aussi le risque au minimum en examinant régulièrement son exposition à ces contreparties et leurs cotes de crédit.

Les activités de commercialisation et de négociation de l'énergie sont gérées par une fonction de gestion des risques distincte qui revoit et surveille les pratiques et les politiques et qui assure une vérification et une évaluation indépendante de ces activités.

### FACTEURS DE RISQUE INFLUANT SUR LE RENDEMENT

Les résultats financiers et résultats d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs incluant, sans s'y limiter, les prix des marchandises et les taux de change des devises, la réglementation environnementale, les modifications apportées à la législation régissant les redevances et les impôts sur les bénéfices, les conditions des marchés du crédit, le soutien des parties intéressées aux activités et aux plans de croissance, les conditions météorologiques extrêmes, la situation de la main-d'œuvre à l'échelle régionale et d'autres questions dont celles précisées à la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective ». Une analyse plus détaillée des facteurs de risque auxquels la Société est exposée est présentée aux pages 59 à 69 de la notice annuelle 2009, sous la rubrique « Facteurs de risque », laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. La Société travaille continuellement à atténuer l'incidence des risques éventuels sur les parties intéressées. Ce processus inclut un examen des risques à l'échelle de toute l'entité. Cet examen interne a lieu une fois l'an, pour faire en sorte que tous les risques importants soient déterminés et gérés de façon appropriée.

### Règlement et risques environnementaux

La réglementation environnementale touche presque tous les aspects de nos activités. Ces régimes réglementaires consistent en des lois de portée générale qui s'appliquent à d'autres sociétés et entreprises du secteur de l'énergie. Les régimes réglementaires exigent que nous obtenions des permis et des licences d'exploitation et ils imposent des normes et des mesures de contrôle aux activités relatives à l'exploitation minière, à l'exploration, à la mise en valeur et à la

production pétrolières et gazières, ainsi qu'au raffinage, à la distribution et à la commercialisation des produits pétroliers et pétrochimiques. Il est généralement nécessaire d'effectuer des évaluations environnementales et d'obtenir les approbations des organismes de réglementation avant d'entreprendre la plupart des nouveaux projets d'envergure ou d'apporter des changements importants aux activités actuelles. Outre ces exigences précises et connues, nous prévoyons d'autres modifications aux lois environnementales et, notamment, à la législation devant réglementer les rejets dans l'atmosphère [« principaux contaminants atmosphériques », ou « PCA », et gaz à effet de serre (« GES »)], qui ne manqueront pas d'imposer de nouvelles exigences aux sociétés du secteur de l'énergie.

Pour plus de renseignements sur la réglementation et les risques environnementaux, se reporter à la rubrique du rapport annuel 2009 de Suncor intitulée « Réglementation et risques environnementaux », qui figure à la page 25 de ce rapport annuel et qui est intégrée par renvoi aux présentes.

## **ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES**

Les estimations comptables cruciales se définissent comme des estimations qui sont jugées fondamentales à la bonne compréhension de la situation financière et des activités de la Société et qui, dès lors, exigent de la direction qu'elle porte des jugements fondés sur des hypothèses sous-jacentes à propos d'événements à venir et de leur incidence éventuelle. Ces hypothèses sous-jacentes reposent sur les antécédents ainsi que sur d'autres facteurs qui, de l'avis de la direction, sont raisonnables dans les circonstances, et peuvent être modifiées au gré des événements, à mesure que la direction acquiert plus d'expérience sectorielle ou dispose de nouveaux éléments d'information ou que le contexte dans lequel la Société exerce ses activités évolue. Les estimations comptables cruciales sont revues tous les ans par le comité de vérification du Conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables cruciales est présentée aux pages 27 à 29 du rapport annuel de 2009, sous la rubrique « Estimations comptables cruciales », laquelle est intégrée par renvoi aux présentes.

## **CONVENTIONS COMPTABLES**

### **Normes internationales d'information financière (IFRS)**

#### **Projet de conversion aux IFRS**

Le projet de conversion aux IFRS de la Société suit bien son cours et il respectera la date de basculement du 1<sup>er</sup> janvier 2011. L'information ci-après est une mise à jour de l'état du projet. Le rapport annuel 2009 de Suncor donne une description des principales activités et étapes clés. Il est à noter que les développements relatifs aux IFRS nouvelles et révisées seront surveillés tout au long du projet et pourraient nécessiter des changements dans les activités du projet.

#### **Préparation des états financiers IFRS**

Au troisième trimestre de 2010, une ébauche d'états financiers IFRS pour le premier trimestre de 2010 et un aperçu des changements de présentation pro forma annuels en application des IFRS ont été présentés devant le comité de direction des IFRS et au comité de vérification. Un projet de notes complémentaires dans les états financiers IFRS du premier trimestre de 2011 sera présenté à ces comités au quatrième trimestre de 2010. Les vérificateurs externes de la Société procèdent actuellement à la vérification du bilan d'ouverture conforme aux IFRS au 1<sup>er</sup> janvier 2010. Ils effectueront aussi une vérification des ébauches d'états financiers trimestriels IFRS au quatrième trimestre de 2010.

#### **Formation en IFRS**

Des séances de formation et de communication, y compris les séances de transfert de la connaissance des IFRS, se sont poursuivies à l'intention de la direction, du service de présentation de l'information financière et du personnel clé au sein

de l'entreprise. Des comptes rendus et des séances de formation ont continué d'avoir lieu à intervalles réguliers pour les membres de la haute direction et du comité de vérification de la Société.

### **Infrastructure des systèmes IFRS**

Au troisième trimestre, d'importantes activités liées aux IFRS et aux technologies de l'information ont été menées, notamment le test du plan de conversion de 2011 et l'enregistrement des ajustements liés à l'ébauche du bilan d'ouverture conforme aux IFRS. Le reste des ajustements du bilan d'ouverture de 2010 en IFRS seront enregistrés dans le système au quatrième trimestre de 2010 lorsqu'ils seront terminés. La mise en œuvre des changements à apporter au processus informatique se poursuit.

### **Environnement de contrôle en vue de la conformité aux IFRS**

Un contrôle interne à l'égard du processus informatique et des modifications du système a été conçu pour les domaines où les retombées sont les plus importantes. À ce jour, les analyses soutiennent toujours la conclusion que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et le contrôle de la communication de l'information financière n'auront besoin d'aucun changement important. Le test de la documentation sur le contrôle interne se rapportant à la préparation des états financiers IFRS de 2010 sera achevé au quatrième trimestre de 2010.

### **Incidences prévues des méthodes comptables conformes aux IFRS**

Les principales méthodes comptables choisies qui sont décrites dans le rapport annuel 2009 de Suncor demeurent les plus importants domaines touchés. Toutefois, une analyse des changements se poursuivra jusqu'à la fin de 2010. La préparation du bilan d'ouverture en IFRS a permis de confirmer que certains soldes établis conformément aux IFRS seront différents de ceux établis selon les PCGR du Canada, notamment ceux des immobilisations corporelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, des paiements fondés sur des actions, des impôts sur le résultat et des avantages du personnel. L'analyse qui suit fournit d'autres renseignements concernant le choix des méthodes comptables et les changements apportés en vue de l'ébauche du bilan d'ouverture en IFRS, y compris les exemptions disponibles aux termes d'IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière ». L'IFRS 1 offre aux entités qui appliquent les IFRS pour la première fois certaines exemptions facultatives et certaines exceptions obligatoires, dans certains domaines, aux exigences générales pour la pleine application rétrospective des IFRS.

#### **• Immobilisations corporelles**

Même si les principes de séparation des composantes et de décomptabilisation existent aux termes des IFRS et des PCGR du Canada, les normes ne sont pas identiques à tous les égards. En appliquant ces principes conformément aux IFRS, la Société aura à séparer les immobilisations en plus petites composantes, ce qui donnera lieu à une baisse du solde des immobilisations corporelles au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et à une diminution ultérieure de la charge d'amortissement de 2010.

À l'adoption des IFRS, la Société reclassera les dépenses de prospection et d'évaluation, qui sont actuellement comprises dans le solde des immobilisations corporelles au bilan consolidé. Les actifs de prospection et d'évaluation englobent les coûts liés aux terrains renfermant des biens non prouvés, au forage d'exploration et aux projets d'exploration.

L'analyse du bilan d'ouverture et des pertes de valeur trimestrielles des immobilisations corporelles se poursuit.

- **Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels**

La Société envisage de se prévaloir de l'une des exemptions offertes dans l'IFRS 1 qui permet le recalcul des obligations liées à la mise hors services d'immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier 2010. De plus, elle a provisoirement décidé d'actualiser la juste valeur estimative de ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au moyen d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit. Toutefois, le taux d'actualisation à utiliser selon les IFRS à la date de transition diffère de celui à utiliser suivant les PCGR du Canada. En raison de cette différence, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier 2010 augmenteront, alors que les immobilisations corporelles correspondantes à cette date diminueront.

- **Paiements fondés sur des actions**

L'IFRS 2 exige que les paiements fondés sur des actions versés au comptant aux membres du personnel soient évalués (à la fois initialement et à la fin de chaque période de présentation de l'information financière) en fonction de la juste valeur des attributions. Quant aux PCGR du Canada, ils exigent que de tels paiements soient évalués en fonction de la valeur intrinsèque des attributions. Cette différence donnera lieu à une hausse du passif de Suncor au titre des paiements fondés sur des actions au 1<sup>er</sup> janvier 2010.

- **Avantages du personnel**

La Société a choisi de se prévaloir de l'exemption offerte dans l'IFRS 1 de comptabiliser la totalité des écarts actuariels cumulés existants à la date de transition immédiatement dans les résultats non distribués.

- **Change**

Les nouveaux adoptants des IFRS peuvent choisir, au moment de l'adoption, d'établir à zéro la valeur réputée du montant cumulé des différences de conversion à la date de transition. La Société a choisi de se prévaloir de cette exemption offerte dans l'IFRS 1, ce qui entraînera un reclassement depuis d'autres réserves (anciennement appelées « cumul des autres éléments du résultat étendu ») aux résultats non distribués.

- **Impôts sur le résultat**

En raison de la transition aux IFRS, le passif d'impôts futurs de la Société est influencé par les incidences fiscales des changements occasionnés par les IFRS qui sont mentionnés ci-dessus.

## **IFRS – Autres méthodes comptables choisies**

Les regroupements d'entreprises et les coentreprises réalisés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2010 ne seront pas retraités selon les IFRS de manière rétrospective.

À ce jour, les autres méthodes comptables choisies conformes aux IFRS, ainsi que les changements, n'ont eu aucune incidence importante sur le bilan d'ouverture conforme aux IFRS, mais ces méthodes et changements demeureront surveillés durant tout le projet de conversion aux IFRS.

## **Environnement de contrôle**

D'après leur évaluation arrêtée en date du 30 septembre 2010, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures 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 »), donnent à la Société l'assurance que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qu'elle dépose auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, résumées et présentées dans les délais fixés selon les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 septembre 2010, il ne s'était produit, pendant le trimestre terminé le 30 septembre 2010, aucun changement qui avait nui sensiblement ou qui était raisonnablement

susceptible de nuire sensiblement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière [selon la définition des règles 13a-15(f) – 15d-15(f) de la Loi de 1934]. La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de présentation de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière de la Société et pourra y apporter à l'occasion des modifications, s'il y a lieu.

La Société continue d'intégrer le contrôle interne historique à l'égard de l'information financière de Petro-Canada avec son contrôle interne à l'égard de l'information financière. Cette intégration entraînera des changements dans ces contrôles au cours d'exercices futurs, mais on ne sait pas encore si ces changements auront une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Ce processus d'intégration devrait être quasi achevé d'ici la fin de 2011.

Étant donné leurs limitations inhérentes, il est possible que les contrôles et procédures à l'égard de la présentation de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne parviennent pas à prévenir ou à repérer les inexactitudes. Il est même possible que les contrôles jugés efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable en ce qui concerne la préparation et la présentation des états financiers.

## **MESURES FINANCIÈRES NON DÉFINIES PAR LES PCGR**

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, le rendement du capital investi (RCI) et les charges d'exploitation décaissées et totales, ne sont pas prescrites par les PCGR du Canada. Ces mesures financières non définies par les PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous avons inclus ces mesures financières non conformes aux PCGR du Canada parce que la direction les utilise pour analyser le rendement d'exploitation, l'endettement et la liquidité. Ces informations supplémentaires ne doivent toutefois pas être utilisées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement établies conformément aux PCGR du Canada.

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

Nous incluons le RCI, car la direction utilise cette information pour analyser le rendement d'exploitation, le levier financier et la liquidité. Un tableau de rapprochement numérique détaillé du RCI est fourni une fois l'an dans le rapport de gestion annuel de la Société, qui doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés annuels. Se reporter à la rubrique « Faits saillants » pour lire un rapprochement narratif sommaire du RCI intermédiaire calculé au 30 septembre 2010.

### **Bénéfice d'exploitation**

Le bénéfice d'exploitation est une mesure non définie par les PCGR qui se calcule en ajustant le bénéfice net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation et qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité du rendement financier sous-jacent d'une période à l'autre. La direction utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation, car elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts.



## Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont exprimés compte non tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Trimestres terminés les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation et éliminations de l'énergie		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	412	738	(167)	(97)	236	93	152	45	(24)	186	609	965
Ajustements au titre des éléments suivants :												
Amortissement et épuiement	298	242	330	97	307	81	120	96	15	7	1 070	523
Impôts futurs	142	(9)	(52)	(20)	(27)	14	49	14	(20)	(98)	92	(99)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	30	7	5	7	3	—	—	—	—	44	38
(Gain non réalisé) perte non réalisée découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	(252)	(400)	(252)	(400)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(39)	(302)	—	(1)	—	—	1	4	38	(34)	—	(333)
Perte (gain) à la cession d'actifs	—	—	(89)	(5)	—	—	(16)	(5)	—	—	(105)	(10)
Rémunération à base d'actions	23	39	8	13	6	11	16	23	27	39	80	125
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	(438)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(438)
Autres	(87)	(58)	18	(2)	—	33	4	87	(28)	1	(93)	61
Frais d'exploration	—	—	1	49	39	3	—	—	—	—	40	52
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>779</b>	<b>242</b>	<b>56</b>	<b>39</b>	<b>568</b>	<b>238</b>	<b>326</b>	<b>264</b>	<b>(244)</b>	<b>(299)</b>	<b>1 485</b>	<b>484</b>
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>21</b>	<b>35</b>	<b>124</b>	<b>55</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>145</b>	<b>90</b>
<b>Total des flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>779</b>	<b>242</b>	<b>77</b>	<b>74</b>	<b>692</b>	<b>293</b>	<b>326</b>	<b>264</b>	<b>(244)</b>	<b>(299)</b>	<b>1 630</b>	<b>574</b>

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	1 005	321	(212)	(130)	662	93	429	256	(493)	190	1 391	730
Ajustements au titre des éléments suivants :												
Amortissement et épuisement	1 021	622	647	174	870	81	352	203	49	23	2 939	1 103
Impôts futurs	340	(540)	(74)	(16)	5	14	128	95	(138)	(67)	261	(514)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	90	82	20	8	20	3	2	1	—	—	132	94
(Gain non réalisé) perte non réalisée découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	(136)	(657)	(136)	(657)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(250)	988	—	(1)	—	—	—	(19)	(3)	71	(253)	1 039
Perte (gain) à la cession d'actifs	11	17	(126)	(20)	—	—	(19)	15	1	—	(133)	12
Rémunération à base d'actions	36	76	(4)	15	—	11	10	30	(42)	96	—	228
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	(438)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(438)
Autres	(279)	(232)	5	(3)	10	33	15	82	8	(7)	(241)	(127)
Frais d'exploration	—	—	14	80	60	3	—	—	—	—	74	83
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>1 974</b>	<b>896</b>	<b>270</b>	<b>107</b>	<b>1 627</b>	<b>238</b>	<b>917</b>	<b>663</b>	<b>(754)</b>	<b>(351)</b>	<b>4 034</b>	<b>1 553</b>
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>124</b>	<b>62</b>	<b>354</b>	<b>55</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>478</b>	<b>117</b>
<b>Total des flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>1 974</b>	<b>896</b>	<b>394</b>	<b>169</b>	<b>1 981</b>	<b>293</b>	<b>917</b>	<b>663</b>	<b>(754)</b>	<b>(351)</b>	<b>4 512</b>	<b>1 670</b>

## Mise en garde – renseignements de nature prospective

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.

Tous les énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, y compris les déclarations et les autres renseignements qui sont désignés comme étant de nature prospective tout au long du présent rapport de gestion ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses attentes courantes et futures en matière de dépenses, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation 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 dans le présent rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- le prix futur attendu ou présumé des marchandises, y compris les écarts de prix, et le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien;
- le niveau de la production de pétrole et de gaz;
- la capacité de Suncor et de l'acquéreur à remplir les conditions de clôture, le calendrier prévu de clôture et la contrepartie à recevoir pour certains actifs extracôtiers de Suncor au Royaume-Uni;
- les redevances prévues des secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada;
- la constante fiabilité opérationnelle des actifs de raffinage;
- les impôts à payer par Suncor, y compris les impôts sur les bénéfices estimatifs d'environ 1,0 à 1,1 milliard \$ pour l'année civile 2010;
- les révisions et les maintenances planifiées, dont : (i) la maintenance annuelle prévue de l'unité de cokéfaction à l'usine de valorisation 1 au quatrième trimestre de 2010 et la prévision que la maintenance durera cinq semaines au total et que son incidence serait minime puisque le taux de cokéfaction de l'usine de valorisation 2 serait augmenté pour compenser l'interruption; (ii) la révision planifiée de trois semaines à White Rose au quatrième trimestre de 2010; (iii) la révision de six semaines à l'usine de lubrifiants de Suncor;
- le projet d'énergie éolienne à Wintering Hills, la date estimative de sa réalisation (fin 2011) et la prévision qu'en période de pointe, il pourra produire suffisamment d'électricité propre pour alimenter environ 35 000 maisons en Alberta et compenser 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année;
- l'agrandissement planifié de l'usine d'éthanol de Suncor, le calendrier des travaux (qui prendraient fin sans retard d'ici décembre 2010) et le budget (120 millions \$);
- la troisième phase d'agrandissement planifié de l'installation Firebag, notamment la prévision que l'installation entrera en production au deuxième trimestre de 2011 et que le volume augmenterait graduellement, sur une période prévue de 18 à 24 mois, jusqu'à la capacité de production prévue d'environ 62 500 barils de bitume par jour;
- la quatrième phase d'agrandissement planifié de l'installation Firebag, notamment la prévision que l'installation fera augmenter la production de 62 500 barils de bitume par jour;
- l'échéancier de l'achèvement des étapes prévues de la technologie TRO;
- la date d'achèvement prévu de la construction d'une unité de naphtha à l'usine de valorisation 2, qui serait au quatrième trimestre de 2011, et la capacité de l'unité, une fois construite, d'accroître la valeur de la gamme de produits de l'usine de valorisation;
- le forage et le raccordement à Medicine Hat et aux alentours, notamment le plan de forer 150 autres puits avant la fin de l'exercice en vue d'une production moyenne prévue de 70 Mpi<sup>3</sup> par jour;
- l'amorce prévue pour le quatrième trimestre de 2010 de deux programmes de forage importants à Ferrier et à Pouce Coupe, dans l'ouest de l'Alberta, et le raccordement prévu pour le premier trimestre de 2011 de leurs puits;
- les plans de forage de développement – y compris la production qui en découlerait – à l'égard de l'extension White Rose (ainsi que la prévision que le forage de développement de la portion North Amethyst de l'extension donnera le jour à 11 puits et se poursuivra jusqu'à la fin de 2012, la production maximale devant avoir lieu en 2012) et à l'égard de West White Rose (première production pétrolière prévue pour le début de 2011);
- la prévision que la production du projet d'extension Hibernia South atteindra 45 000 barils par jour (capacité brute) (capacité nette de 9 000 barils par jour) en 2011;
- la prévision que la production pétrolière de la plateforme de Hebron débutera en 2017;
- l'échéancier estimatif du projet d'amélioration à Buzzard;
- la situation de trésorerie et les sources de financement prévues et la capacité de Suncor à respecter les clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses titres d'emprunt auprès du public et à ses emprunts bancaires;
- les coûts prévus de mise en veilleuse (de 150 à 175 millions \$ avant impôts pour 2010).

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

Les résultats financiers et résultats d'exploitation des secteurs de la Société, notamment Sables pétrolifères, Gaz naturel, International et extracôtier, et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs, dont entre autres les suivants :

#### Facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères

- Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.
- Notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et de financer les investissements de maintien dans un contexte de volatilité du prix des marchandises. Se reporter à la rubrique « Situation financière et situation de liquidité » du présent rapport de gestion.
- Approvisionnement en bitume. La disponibilité du bitume venant des tiers, la qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations in situ pourraient avoir une incidence sur les objectifs de production de 2010.
- La performance des installations récemment mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage d'un nouveau matériel sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance imprévues.
- Notre capacité de gérer les coûts de production. Les charges d'exploitation sont soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et sont influencées par la volatilité du prix du gaz naturel utilisé comme source d'énergie dans le procédé de traitement des sables pétrolifères et par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés. Nous continuons de gérer ces risques en appliquant des stratégies visant notamment à mettre en place des technologies susceptibles de faciliter la gestion de la demande de main-d'œuvre opérationnelle, à compenser les achats de gaz naturel par une production interne, à trouver des technologies moins tributaires du gaz naturel comme source d'énergie et à améliorer les programmes de maintenance préventive.
- Notre capacité de gérer les projets en respectant les échéanciers et les budgets prévus. Cette capacité peut être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures à Fort McMurray même et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement). Nous continuons de gérer ces questions en mettant en œuvre une stratégie holistique de recrutement et de maintien du personnel, en travaillant avec la collectivité à déterminer les besoins en matière d'infrastructures, en concevant les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères de façon à réduire les coûts unitaires, en concluant des alliances stratégiques avec des fournisseurs de services et en optimisant tous les aspects de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la gestion de projet.
- Les fluctuations potentielles de la demande de charges d'alimentation de raffineries et de combustible diesel. Nous atténuons l'incidence de ce facteur en concluant des accords d'approvisionnement à long terme avec des clients importants, en élargissant notre clientèle et en offrant une variété de mélanges de charges d'alimentation de raffineries pour répondre aux spécifications des clients.
- La volatilité des écarts de prix entre les pétroles bruts légers et lourds et peu sulfureux et sulfureux.
- Les contraintes logistiques et la variabilité de la demande sur le marché, qui peuvent influencer sur les mouvements du pétrole brut. Ces facteurs peuvent être difficiles à prévoir et à maîtriser.
- Les modifications apportées à la législation sur les redevances et les impôts et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités. Bien que les régimes fiscaux en Alberta et au Canada soient généralement stables comparativement à ceux de nombreux territoires à l'échelle internationale, le traitement aux fins des redevances et des impôts est soumis à un examen périodique dont le résultat n'est pas prévisible et qui peut entraîner des changements importants dans les investissements planifiés de la Société et les taux de rendement des investissements existants.
- Nos relations avec les syndicats. Les conflits de travail peuvent avoir une incidence négative sur les activités et les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères.

#### Facteurs influant sur les activités de notre secteur Gaz naturel

- L'accessibilité et le coût des droits miniers. La demande du marché influe sur le coût et la disponibilité des occasions liées aux baux d'exploitation minière et aux acquisitions.
- La volatilité du prix du gaz naturel.
- Le risque associé à un marché morose pour la vente d'actifs, d'où le risque de subir une perte si on vend des actifs.
- Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques, qui peuvent abrégier la période de forage hivernale et se répercuter sur le forage printanier et estival, entraînant des coûts accrus ou des retards dans la mise en service de nouvelles installations.

#### Facteurs influant sur les activités de notre secteur International et extracôtier

- Les risques et les incertitudes inhérents aux activités du secteur International et extracôtier, telles que le forage, l'exploitation et la mise en valeur de telles propriétés, y compris des formations ou des pressions inattendues, l'épuisement prématuré des gisements, des incendies, des éruptions, des bris d'équipement et autres accidents, des flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, de la pollution et d'autres risques environnementaux.
- Le rendement après la réalisation de travaux de maintenance n'est pas prévisible, et son incidence sur les taux de production peut être importante.
- Les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans nos régions d'exploitation. Ces risques peuvent entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon de projets ou d'agrandissements de projets existants.

- Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques qui peuvent entraîner des coûts accrus ou des retards dans les activités d'exploration, d'exploitation ou de mise hors service.
- Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs connexes comportent divers risques de nature politique, économique et socio-économique. Les activités de Suncor en Libye peuvent être restreintes par des quotas de production.

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

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

#### Redevances versées par le secteur Sables pétroliers

Les pourcentages présentés dans le tableau de la page 21 du présent rapport de gestion (le « tableau du secteur Sables pétroliers »), qui inclut notre estimation des redevances à verser par notre secteur Sables pétroliers (compte non tenu de Syncrude) pour les exercices 2010 à 2013 selon trois scénarios de prix, ont été calculés en fonction des hypothèses suivantes : maintien des conventions en vigueur avec le gouvernement de l'Alberta dans leur forme actuelle; maintien, tels quels, des taux de redevance et des autres changements promulgués par le gouvernement de l'Alberta le 1<sup>er</sup> janvier 2009; prévisions courantes en matière de production, de dépenses en immobilisations et de charges d'exploitation; estimations du prix des marchandises et des taux de change à terme telles qu'elles figurent dans le tableau du secteur Sables pétroliers. Les facteurs de risque suivants pourraient faire en sorte que les taux de redevance réels diffèrent considérablement des taux présentés dans le tableau du secteur Sables pétroliers :

- Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, le gouvernement de l'Alberta a adopté une nouvelle réglementation (ministérielle) concernant la méthode d'évaluation du bitume, au moment de la mise en œuvre du nouveau cadre de redevances. Cette réglementation temporaire détermine la méthode d'évaluation du bitume pour 2009 et 2010. La réglementation finale en cours d'élaboration par la Couronne établira la méthode d'évaluation du bitume pour les années ultérieures. Pour les activités minières de Suncor, la méthode d'évaluation du bitume est fondée sur les modalités de la convention de modification des redevances de Suncor de janvier 2008 (la « CMR de Suncor ») qui, de l'avis de la Société, impose certaines limites à la méthode d'évaluation temporaire du bitume récemment mise en vigueur. Suncor a soumis à la Couronne un avis de non-conformité faisant état du fait que des ajustements raisonnables dans la détermination de la valeur du bitume de Suncor n'ont pas été considérés par la Couronne comme étant requis aux termes de la CMR de Suncor. Les paiements de redevances à la Couronne pour les activités minières de Suncor ont été déterminés conformément à la CMR de Suncor, et la charge de redevances a été comptabilisée selon la méthode d'évaluation du bitume temporaire de la Couronne, ce qui donnait lieu à un écart d'environ 308 millions \$ au 30 septembre 2010. La CMR de Suncor prévoit une période de négociation avec la Couronne et, dans l'éventualité où les parties n'arriveraient pas à conclure un règlement négocié, elle indique une procédure d'arbitrage à suivre. S'il était impossible d'arriver à un règlement négocié ou si la décision d'un arbitre n'aboutissait pas à un règlement favorable à Suncor, les paiements de redevances pourraient être nettement plus élevés.
- Le gouvernement de l'Alberta a adopté une nouvelle réglementation (ministérielle) concernant les coûts admissibles, lors de la mise en œuvre du nouveau cadre de redevances en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Les règles relatives à certains coûts admissibles doivent toujours être éclaircies. Les modalités de la CMR de Suncor établissent les obligations en matière de redevances jusqu'en 2015 pour les activités minières. Toutefois, les modifications susceptibles d'être apportées à la réglementation sur les coûts admissibles, de même que toute interprétation de cette réglementation, pourraient avec le temps avoir une incidence importante sur le montant des redevances à payer.
- Les variations du prix du pétrole brut et du gaz naturel, du volume de production, du taux de change et des dépenses en immobilisations et charges d'exploitation de chaque projet lié aux sables pétroliers, les modifications découlant des vérifications réglementaires des rapports d'exercices antérieurs déposés, les modifications additionnelles apportées aux régimes en vigueur par le gouvernement de l'Alberta, les modifications d'autres lois et les événements imprévus, tels que les révisions non planifiées, les incendies et les arrêts d'exploitation, sont d'autres facteurs pouvant influencer énormément sur les redevances à payer à la Couronne.

Pour de plus amples renseignements sur les facteurs de risque liés aux taux de redevance de notre secteur Sables pétroliers, se reporter à la notice annuelle 2009 de Suncor, lesquels facteurs de risque sont intégrés par renvoi aux présentes.

#### Redevances versées par notre secteur Côte Est du Canada

Les pourcentages présentés dans le tableau de la page 31 du présent rapport de gestion (le « tableau du secteur Côte Est du Canada »), qui inclut notre estimation des redevances à verser par notre secteur International pour les exercices 2010 à 2013 selon trois scénarios de prix, ont été calculés en fonction des hypothèses suivantes : maintien des conventions en vigueur avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador dans leur forme actuelle; prévisions courantes en matière de production, de dépenses en immobilisations et de charges d'exploitation; estimations du prix des marchandises et des taux de change à terme telles qu'elles figurent dans le tableau du secteur Côte Est du Canada. Les facteurs de risque suivants pourraient faire en sorte que les taux de redevance réels diffèrent considérablement des taux présentés dans le tableau du secteur Côte Est du Canada :

- Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et Suncor sont en pourparlers en vue de résoudre plusieurs questions en suspens qui touchent l'exercice considéré et les exercices antérieurs. La résolution de ces questions pourrait avoir une incidence significative sur les redevances à payer à la Couronne.

- (ii) Les variations du prix du pétrole brut et du gaz naturel, du volume de production, du taux de change et des dépenses en immobilisations et charges d'exploitation de chaque projet, les modifications découlant des vérifications réglementaires des rapports des exercices antérieurs déposés, les modifications additionnelles apportées aux régimes en vigueur par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, les modifications d'autres législations et les événements imprévus sont d'autres facteurs pouvant influencer considérablement sur les redevances à payer à la Couronne.

Pour de plus amples renseignements sur les facteurs de risque liés aux taux de redevance de notre secteur International et extracôtier, se reporter au rapport annuel 2009 de Suncor, lesquels facteurs de risque sont intégrés par renvoi aux présentes.

#### Autres risques, incertitudes et facteurs

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats réels de tous les secteurs de Suncor sont, entre autres, les suivants : l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de façon soutenue et concurrentielle des réserves pouvant être exploitées de façon rentable; la réussite des stratégies de couverture; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie approprié; les changements dans la conjoncture économique, des conditions du marché et des conditions commerciales; notre capacité de financer les dépenses d'investissement visant à remplacer les réserves ou à accroître la capacité de traitement dans une conjoncture volatile au chapitre du prix et du crédit (se reporter à la rubrique « Situation financière et situation de liquidité » du présent rapport de gestion); les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change (nous atténuons une partie du risque associé aux fluctuations du cours des marchandises en ayant recours à des instruments financiers dérivés, tel qu'il est mentionné à la rubrique portant sur les instruments financiers du présent rapport de gestion); la volatilité du prix du gaz naturel et de celui des liquides n'est pas prévisible et peut avoir une incidence importante sur le chiffre d'affaires; la capacité de Suncor de s'adapter à l'évolution des marchés et d'obtenir à temps l'approbation des organismes de réglementation; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans nos zones d'exploitation (ces risques pourraient entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon d'un projet); l'exécution efficace des révisions planifiées; l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude; l'intégrité et la fiabilité des immobilisations de Suncor; l'effet cumulatif de la mise en valeur d'autres ressources; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production futures de Suncor et son succès au chapitre des activités de forage d'exploration et de mise en valeur et des activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les associations d'employés et les partenaires en coentreprises; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les incertitudes découlant des retards ou des changements de plans relativement aux projets ou aux dépenses en immobilisations; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines (comme l'examen que mène actuellement le gouvernement de l'Alberta à l'égard des conséquences imprévues du régime de redevances à la Couronne proposé, et l'examen par le gouvernement du Canada de la réglementation proposée à l'égard des rejets de gaz à effet de serre); la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société (notamment en ce qui a trait aux cessions d'actifs prévues); les risques et incertitudes liés à la capacité à remplir les conditions de clôture des ventes d'actifs prévues de Suncor, à l'échéancier de la clôture et à la contrepartie à recevoir pour ces ventes, y compris la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute approbation requise des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, 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; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues; les risques liés à l'intégration des deux entreprises par suite de la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion et dans la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis au [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. Ces facteurs de risque et ces hypothèses sont intégrés par renvoi aux présentes. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

**Faits saillants**

(non vérifié)

	2010	2009
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>		
(en dollars par action ordinaire – de base)		
Trimestres terminés les 30 septembre		
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>1,04</b>	0,43
Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>2,89</b>	1,55
<b>Ratios</b>		
Périodes de 12 mois terminées les 30 septembre		
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(2)</sup>	<b>7,9</b>	3,7
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(3)</sup>	<b>5,7</b>	2,6
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois) <sup>(4)</sup>	<b>2,0</b>	7,0
Ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Bénéfice net <sup>(5)</sup>	<b>6,0</b>	1,9
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(6)</sup>	<b>9,7</b>	5,9
Au 30 septembre		
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en pourcentage) <sup>(7)</sup>	<b>25</b>	29

**Information sur les actions ordinaires**

Au 30 septembre

Cours de l'action à la clôture du marché		
Bourse de Toronto – en \$ CA	<b>33,50</b>	37,40
Bourse de New York – en \$ US	<b>32,55</b>	34,56
Options sur actions ordinaires en cours (en milliers)	<b>70 763</b>	73 784
Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
Nombre moyen en circulation, pondéré mensuellement (en milliers)	<b>1 561 650</b>	1 061 074

*Se reporter au sommaire d'exploitation trimestriel pour une analyse des mesures financières non préparées conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada.*

- (1) Flux de trésorerie liés à l'exploitation de la période, divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.
- (2) Pour les périodes de 12 mois terminées : bénéfice net (2 720 millions \$ en 2010; 672 millions \$ en 2009) après ajustement pour rajouter la charge de financement après impôts (45 millions \$ en 2010; 198 millions \$ en 2009), divisé par le capital moyen investi (34 496 millions \$ en 2010; 18 107 millions \$ en 2009). Le capital moyen investi représente la somme des capitaux propres et de la dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, moins les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours (le cas échéant) sur une base moyenne pondérée.
- (3) Si le capital investi comprenait les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours (capital moyen investi, y compris les projets majeurs en cours : 47 319 millions \$ en 2010; 26 246 millions \$ en 2009), le rendement du capital investi serait celui présenté sur cette ligne.
- (4) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour la période de 12 mois terminée.
- (5) Bénéfice net, majoré des impôts sur les bénéfices et des intérêts débiteurs, divisé par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (6) Flux de trésorerie liés à l'exploitation, majorés de la charge d'impôts exigibles et des intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (7) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

## Sommaire d'exploitation trimestriel

(non vérifié)

	Trimestres terminés les					Périodes de neuf mois terminées les		Exercice terminé le
	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 sept. 2010	30 sept. 2009	31 déc. 2009
<b>SABLES PÉTROLIFÈRES</b>								
<b>Production<sup>(a)</sup></b>								
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)	306,6	295,5	202,3	278,9	305,3	268,6	294,8	290,6
Firebag <sup>(k)</sup>	50,4	55,7	55,7	51,1	54,3	53,9	48,4	49,1
MacKay River <sup>(k)</sup>	28,8	32,5	31,8	31,7	26,5***	31,0	26,5***	29,7***
Syncrude	31,7	38,9	32,3	39,3	37,4***	34,3	37,4***	38,5***
<b>Ventes<sup>(a)</sup> (à l'exclusion de Syncrude)</b>								
Brut léger peu sulfureux	84,5	99,0	61,0	100,8	89,6	81,6	99,2	99,6
Diesel	25,8	30,7	12,9	31,4	36,9	23,2	28,4	29,1
Brut léger sulfureux	165,8	143,1	80,5	142,4	146,8	130,1	133,5	135,7
Bitume	21,2	37,4	42,3	13,0	14,3	33,6	11,3	11,8
<b>Total des ventes</b>	<b>297,3</b>	310,2	196,7	287,6	287,6	<b>268,5</b>	272,4	276,2
<b>Prix de vente moyen<sup>(1), (b)</sup> (à l'exclusion de Syncrude)</b>								
Brut léger peu sulfureux*	75,49	77,55	80,84	77,71	71,99	77,63	63,68	67,26
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	66,39	68,53	69,53	72,93	67,51	67,95	61,01	64,18
Total*	68,97	71,41	73,03	74,61	68,91	70,89	61,98	65,29
Total	67,53	69,79	70,21	65,42	62,01	69,05	60,32	61,66
Prix de vente moyen – Syncrude <sup>(1), (b)</sup>	78,83	77,32	83,21	78,81	75,17	79,79	75,17	77,36
<b>Charges d'exploitation décaissées et total des charges d'exploitation – total des activités (à l'exclusion de Syncrude)<sup>(c)</sup></b>								
Charges décaissées	32,95	32,70	46,50	35,10	30,65	36,20	30,30	31,50
Gaz naturel	0,60	2,55	5,40	3,40	1,55	2,50	2,05	2,40
Bitume importé	0,05	0,65	2,95	0,20	0,05	1,00	0,05	0,05
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(2)</sup></b>	<b>33,60</b>	35,90	54,85	38,70	32,25	<b>39,70</b>	32,40	33,95
Frais de démarrage de projets	0,75	0,55	0,55	0,50	0,45	0,60	0,45	0,45
<b>Total des charges d'exploitation décaissées<sup>(3)</sup></b>	<b>34,35</b>	36,45	55,40	39,20	32,70	<b>40,30</b>	32,85	34,40
Amortissement et épuisement	9,00	15,35	12,65	10,00	7,60	12,25	7,35	8,00
<b>Total des charges d'exploitation<sup>(4)</sup></b>	<b>43,35</b>	51,80	68,05	49,20	40,30	<b>52,55</b>	40,20	42,40
<b>Charges d'exploitation décaissées et total des charges d'exploitation – Syncrude<sup>(c), ***, *</sup></b>								
Charges décaissées	39,20	28,75	39,60	29,65	29,50	35,40	29,50	29,60
Gaz naturel	2,75	2,85	4,50	3,45	2,10	3,30	2,10	2,90
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(2)</sup></b>	<b>41,95</b>	31,60	44,10	33,10	31,60	<b>38,70</b>	31,60	32,50
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total des charges d'exploitation décaissées<sup>(3)</sup></b>	<b>41,95</b>	31,60	44,10	33,10	31,60	<b>38,70</b>	31,60	32,50
Amortissement et épuisement	14,85	11,35	13,70	11,80	12,70	13,15	12,70	12,15
<b>Total des charges d'exploitation<sup>(4)</sup></b>	<b>56,80</b>	42,95	57,80	44,90	44,30	<b>51,85</b>	44,30	44,65
<b>Charges d'exploitation décaissées et total des charges d'exploitation – production de bitume <i>in situ</i> seulement<sup>(c)</sup></b>								
Charges décaissées	17,15	13,65	12,30	14,25	13,25	14,30	14,70	14,55
Gaz naturel	5,25	5,05	7,05	6,05	4,30	5,80	5,55	5,70
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(5)</sup></b>	<b>22,40</b>	18,70	19,35	20,30	17,55	<b>20,10</b>	20,25	20,25
Frais de démarrage de projets	2,50	1,45	0,95	1,35	0,65	1,60	1,30	1,35
<b>Total des charges d'exploitation décaissées<sup>(6)</sup></b>	<b>24,90</b>	20,15	20,30	21,65	18,20	<b>21,70</b>	21,55	21,60
Amortissement et épuisement	5,90	4,70	5,05	6,65	5,95	5,20	6,20	6,35
<b>Total des charges d'exploitation<sup>(7)</sup></b>	<b>30,80</b>	24,85	25,35	28,30	24,15	<b>26,90</b>	27,75	27,95

Se reporter à la page 61 pour les définitions et les notes explicatives.



**Sommaire d'exploitation trimestriel** (suite)

(non vérifié)

	Trimestres terminés les					Périodes de neuf mois terminées les		Exercice terminé le
	<b>30 sept.</b> <b>2010</b>	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	<b>30 sept.</b> <b>2010</b>	30 sept. 2009	31 déc. 2009
<b>GAZ NATUREL</b>								
<b>Production brute</b>								
Gaz naturel <sup>(d)</sup>								
Activités poursuivies	<b>380</b>	398	419	424	335	<b>399</b>	207	262
Activités abandonnées	<b>120</b>	138	230	250	182	<b>162</b>	97	135
Liquides de gaz naturel et pétrole brut <sup>(a)</sup>								
Activités poursuivies	<b>5,4</b>	5,5	6,2	6,2	4,8	<b>5,7</b>	2,3	3,3
Activités abandonnées	<b>2,2</b>	2,8	7,8	8,8	5,9	<b>4,3</b>	3,4	4,8
Production brute totale <sup>(f)</sup>								
Activités poursuivies	<b>412</b>	431	456	461	363	<b>433</b>	221	282
Activités abandonnées	<b>134</b>	155	277	303	218	<b>188</b>	117	164
<b>Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies<sup>(1)</sup></b>								
Gaz naturel <sup>(g)</sup>	<b>3,66</b>	3,42	5,34	3,92	2,70	<b>4,24</b>	3,43	3,63
Gaz naturel <sup>(g)*</sup>	<b>3,66</b>	3,42	5,34	3,91	2,68	<b>4,24</b>	3,41	3,62
Liquides de gaz naturel et pétrole brut <sup>(b)</sup>	<b>68,03</b>	82,82	74,71	65,74	58,31	<b>73,66</b>	51,89	59,41

Se reporter à la page 61 pour les définitions et les notes explicatives.

**Sommaire d'exploitation trimestriel** (suite)

(non vérifié)

	Trimestres terminés les					Périodes de neuf mois terminées les		Exercice terminé le
	<b>30 sept. 2010</b>	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009***	<b>30 sept. 2010</b>	30 sept. 2009***	31 déc. 2009***
<b>INTERNATIONAL ET EXTRACÔTIER</b>								
<b>Côte Est du Canada</b>								
<b>Production</b> <sup>(a)</sup>								
Terra Nova	<b>17,2</b>	27,2	29,6	24,0	16,0	<b>24,6</b>	16,0	20,8
Hibernia	<b>32,3</b>	30,1	30,2	26,3	28,5	<b>30,9</b>	28,5	27,2
White Rose	<b>16,8</b>	13,3	14,8	13,3	5,1	<b>14,9</b>	5,1	10,0
<b>Production totale</b>	<b>66,3</b>	70,6	74,6	63,6	49,6	<b>70,4</b>	49,6	58,0
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1),(b)</sup>	<b>78,78</b>	76,88	78,69	77,71	75,22	<b>78,11</b>	75,22	76,86
<b>International</b>								
<b>Production</b> <sup>(e)</sup>								
<i>Mer du Nord</i>								
Buzzard	<b>58,6</b>	49,3	58,6	59,9	29,4	<b>55,5</b>	29,4	47,8
Production liée aux activités abandonnées	<b>25,2</b>	22,7	27,5	31,1	25,2	<b>25,2</b>	25,2	28,7
Total – mer du Nord	<b>83,8</b>	72,0	86,1	91,0	54,6	<b>80,7</b>	54,6	76,5
<i>Autres – International</i>								
Libye	<b>35,4</b>	35,4	35,4	26,0	42,7	<b>35,4</b>	42,7	32,6
Syrie****	<b>16,5</b>	12,8	—	—	—	<b>9,9</b>	—	—
Production liée aux activités abandonnées	<b>4,2</b>	11,1	11,7	12,0	11,3	<b>9,0</b>	11,3	11,7
Total – autres – International	<b>56,1</b>	59,3	47,1	38,0	54,0	<b>54,3</b>	54,0	44,3
<b>Production totale</b>	<b>139,9</b>	131,3	133,2	129,0	108,6	<b>135,0</b>	108,6	120,8
<b>Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies</b> <sup>(1),(l)</sup>								
Buzzard	<b>75,60</b>	78,57	72,36	68,71	72,02	<b>75,35</b>	72,02	69,53
autres – International	<b>74,90</b>	76,14	73,40	79,18	75,60	<b>76,16</b>	75,60	78,05
<b>Production totale – International et extracôtier</b> <sup>(e)</sup>	<b>206,2</b>	201,9	207,8	192,6	158,2	<b>205,4</b>	158,2	178,8

Se reporter à la page 61 pour les définitions et les notes explicatives.

**Sommaire d'exploitation trimestriel** (suite)

(non vérifié)

	Trimestres terminés les					Périodes de neuf mois terminées les		Exercice terminé le
	<b>30 sept.</b> <b>2010</b>	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	<b>30 sept.</b> <b>2010</b>	30 sept. 2009	31 déc. 2009
<b>RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION</b>								
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés<sup>(h)</sup></b>								
Carburants de transport								
Essence	<b>22,5</b>	22,5	21,0	23,0	18,3	<b>22,0</b>	11,7	14,6
Distillats	<b>11,7</b>	12,5	12,3	13,9	10,3	<b>12,2</b>	7,0	8,8
Total des ventes de carburants de transport	<b>34,2</b>	35,0	33,3	36,9	28,6	<b>34,2</b>	18,7	23,4
Produits pétrochimiques	<b>2,5</b>	2,8	2,2	1,2	1,7	<b>2,5</b>	1,2	0,8
Asphalte	<b>3,7</b>	3,0	1,8	2,0	2,4	<b>2,8</b>	1,3	1,5
Autres	<b>6,0</b>	6,0	4,3	1,9	3,0	<b>5,4</b>	1,6	2,0
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>46,4</b>	46,8	41,6	42,0	35,7	<b>44,9</b>	22,8	27,7
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries <sup>(h)</sup>	<b>30,7</b>	30,6	31,0	28,3	25,5	<b>30,8</b>	16,2	29,6
Utilisation de la capacité de raffinage <sup>(i)</sup>	<b>90</b>	90	91	83	94	<b>90</b>	90	87
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés<sup>(h)</sup></b>								
Carburants de transport								
Essence	<b>19,9</b>	19,2	18,1	18,4	16,1	<b>19,1</b>	11,1	13,0
Distillats	<b>17,4</b>	16,3	16,9	15,6	11,8	<b>16,9</b>	7,4	9,5
Total des ventes de carburants de transport	<b>37,3</b>	35,5	35,0	34,0	27,9	<b>36,0</b>	18,5	22,5
Asphalte	<b>1,5</b>	1,5	1,2	0,9	1,7	<b>1,4</b>	1,4	1,3
Autres	<b>3,7</b>	5,2	4,4	6,0	4,6	<b>4,5</b>	2,5	3,4
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>42,5</b>	42,2	40,6	40,9	34,2	<b>41,9</b>	22,4	27,2
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries <sup>(h)</sup>	<b>36,6</b>	31,7	33,5	33,4	27,8	<b>34,0</b>	19,3	33,6
Utilisation de la capacité de raffinage <sup>(i)</sup>	<b>101</b>	87	92	96	100	<b>94</b>	101	97

Se reporter à la page 61 pour les définitions et les notes explicatives.

**Sommaire d'exploitation trimestriel** (suite)

(non vérifié)

	Trimestres terminés les					Périodes de neuf mois terminées les		Exercice terminé le
	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 sept. 2010	30 sept. 2009	31 déc. 2009
<b>PRODUITS NETS – ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>								
<b>Gaz naturel<sup>(9)</sup></b>								
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	4,76	5,06	6,23	5,02	3,69	5,37	4,12	4,50
Redevances	(0,50)	(0,06)	(0,91)	(0,71)	(0,18)	(0,50)	(0,10)	(0,37)
Charges d'exploitation	(1,92)	(2,10)	(1,67)	(1,88)	(1,80)	(1,90)	(1,77)	(1,80)
Produits d'exploitation nets	2,34	2,90	3,65	2,43	1,71	2,97	2,25	2,33
Amortissement et épuisement	(8,36)	(4,88)	(3,36)	(2,84)	(3,06)	(5,64)	(3,02)	(2,95)
Frais généraux et autres	0,17	(0,48)	0,40	(1,67)	(2,34)	0,21	(2,07)	(1,91)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(5,85)	(2,46)	0,69	(2,08)	(3,69)	(2,46)	(2,84)	(2,53)
<b>International et extracôtier</b>								
<b>Côte Est du Canada<sup>(b)</sup></b>								
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	81,06	78,99	80,79	79,69	77,85	80,28	77,85	79,07
Redevances	(25,49)	(28,45)	(28,78)	(25,26)	(21,02)	(27,63)	(21,02)	(23,82)
Charges d'exploitation	(9,08)	(8,19)	(8,48)	(7,61)	(12,99)	(8,58)	(12,99)	(9,45)
Produits d'exploitation nets	46,49	42,35	43,53	46,82	43,84	44,07	43,84	45,80
Amortissement et épuisement	(26,44)	(24,08)	(23,38)	(26,56)	(17,48)	(24,58)	(17,48)	(23,47)
Frais généraux et autres	(1,55)	0,91	(0,13)	(1,61)	(0,89)	(0,22)	(0,89)	(1,36)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	18,50	19,18	20,02	18,65	25,47	19,27	25,47	20,97
<b>Mer du Nord – Buzzard<sup>(b)</sup></b>								
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	77,43	80,35	74,19	70,38	75,49	77,17	75,49	71,64
Charges d'exploitation	(4,73)	(5,35)	(4,92)	(4,57)	(6,29)	(4,98)	(6,29)	(4,99)
Produits d'exploitation nets	72,70	75,00	69,27	65,81	69,20	72,19	69,20	66,65
Amortissement et épuisement	(23,19)	(21,83)	(22,76)	(25,24)	(18,54)	(22,64)	(18,54)	(23,60)
Frais généraux et autres	(5,13)	(3,72)	(3,35)	(2,20)	(2,83)	(4,09)	(2,83)	(2,36)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	44,38	49,45	43,16	38,37	47,83	45,46	47,83	40,69
<b>International – Autres<sup>(i)</sup></b>								
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	75,24	76,61	73,92	79,97	76,02	76,60	76,02	78,19
Redevances	(32,06)	(36,99)	(43,28)	(32,12)	(46,46)	(37,91)	(46,46)	(39,88)
Charges d'exploitation	(5,06)	(7,87)	(3,81)	(6,03)	(2,21)	(5,74)	(2,21)	(4,05)
Produits d'exploitation nets	38,12	31,75	26,83	41,82	27,35	32,95	27,35	34,26
Amortissement et épuisement	(4,97)	(4,64)	(4,29)	(6,39)	(1,54)	(4,68)	(1,54)	(3,86)
Frais généraux et autres	(6,29)	(5,09)	(6,63)	(11,46)	(5,98)	(5,95)	(5,98)	(8,60)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	26,86	22,02	15,91	23,97	19,83	22,32	19,83	21,80

Se reporter à la page 61 pour les définitions et les notes explicatives.

**Sommaire d'exploitation trimestriel** (suite)**Mesures financières hors PCGR**

Certaines mesures financières mentionnées dans les faits saillants et le sommaire d'exploitation trimestriel ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Suncor inclut les informations sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées et totales par baril afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser le rendement d'exploitation, 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 d'exploitation est calculée avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.  |
| (2) Charges d'exploitation décaissées   | — Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks), de la charge de désactualisation et du coût du bitume de tiers. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production. Se reporter au rapport de gestion pour un rapprochement de cette mesure financière hors PCGR. |
| (3) Charges d'exploitation décaissées totales                                       | — Comprennent les charges d'exploitation décaissées – total des activités telles qu'elles sont définies ci-dessus et les charges décaissées pour le démarrage. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production.   |
| (4) Charges d'exploitation totales  | — Comprennent les charges d'exploitation décaissées totales – total des activités telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges d'exploitation hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction du total de la production.  |
| (5) Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i>         | — Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, 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 d'exploitation décaissées totales – production de bitume <i>in situ</i> | — Comprennent les charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> , telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage des activités. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement.  |
| (7) Charges d'exploitation totales – production de bitume <i>in situ</i>            | — Comprennent les charges d'exploitation décaissées totales – production de bitume <i>in situ</i> , telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges d'exploitation hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production <i>in situ</i> seulement.  |
| (8) Prix moyen réalisé  | — Cette statistique d'exploitation 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 opérations de couverture.
- \*\* Si le capital investi devait inclure les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours, le rendement du capital investi serait celui présenté sur cette ligne.
- \*\*\* Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 et l'exercice terminé le 31 décembre 2009, le sommaire d'exploitation trimestriel reflète les résultats des activités d'exploitation depuis la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.
- \*\*\*\* 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 coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- \*\*\*\*\* En Syrie, la production commerciale a débuté le 19 avril 2010.

- |   |   |  |
|---|---|--|
| (a) en milliers de barils par jour                        | (e) en milliers de barils équivalent pétrole par jour | (i) en millions de dollars                   |
| (b) en dollars par baril                                  | (f) en millions de pieds cubes équivalent par jour    | (j) en pourcentage                           |
| (c) en dollars par baril arrondis au 0,05 \$ le plus près | (g) en dollars par millier de pieds cubes équivalent  | (k) en milliers de barils de bitume par jour |
| (d) en millions de pieds cubes par jour                   | (h) en milliers de mètres cubes par jour              | (l) en dollars par baril équivalent pétrole  |

**Conversion au système métrique**

Pétrole brut, produits raffinés, etc.

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

**États consolidés des résultats**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois	
	2010	30 septembre 2009	2010	terminées les 30 septembre 2009
<b>Produits</b>				
Produits d'exploitation	<b>8 101</b>	5 651	<b>23 967</b>	10 863
Moins les redevances	<b>(587)</b>	(440)	<b>(1 528)</b>	(586)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	<b>7 514</b>	5 211	<b>22 439</b>	10 277
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	<b>1 119</b>	2 608	<b>2 050</b>	6 896
Intérêts et autres produits	<b>3</b>	438	<b>72</b>	439
	<b>8 636</b>	8 257	<b>24 561</b>	17 612
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	<b>3 494</b>	2 284	<b>10 922</b>	4 502
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	<b>1 882</b>	1 668	<b>5 520</b>	4 188
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	<b>1 164</b>	2 572	<b>1 999</b>	6 857
Transport	<b>165</b>	122	<b>471</b>	246
Amortissement et épuisement (note 5)	<b>1 070</b>	523	<b>2 939</b>	1 103
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>44</b>	38	<b>132</b>	94
Exploration	<b>67</b>	84	<b>160</b>	123
Perte (gain) à la cession d'actifs	<b>(105)</b>	(10)	<b>(133)</b>	12
Frais de démarrage de projets	<b>21</b>	12	<b>48</b>	38
Charges (produits) de financement (note 7)	<b>(142)</b>	(347)	<b>146</b>	(416)
	<b>7 660</b>	6 946	<b>22 204</b>	16 747
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>976</b>	1 311	<b>2 357</b>	865
<b>Charge (économie) d'impôts</b> (note 8)				
Impôts exigibles	<b>275</b>	445	<b>705</b>	649
Impôts futurs	<b>92</b>	(99)	<b>261</b>	(514)
	<b>367</b>	346	<b>966</b>	135
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>609</b>	965	<b>1 391</b>	730
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées</b> (note 4)	<b>413</b>	(36)	<b>827</b>	(41)
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 022</b>	929	<b>2 218</b>	689
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies par action ordinaire</b> (en dollars)				
De base	<b>0,39</b>	0,72	<b>0,89</b>	0,68
Dilué	<b>0,39</b>	0,71	<b>0,88</b>	0,67
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b> (en dollars) (note 9)				
De base	<b>0,65</b>	0,69	<b>1,42</b>	0,64
Dilué	<b>0,65</b>	0,68	<b>1,41</b>	0,63
Dividendes en espèces	<b>0,10</b>	0,10	<b>0,30</b>	0,20

**États consolidés du résultat étendu**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois	
	2010	30 septembre 2009	2010	terminées les 30 septembre 2009
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 022</b>	929	<b>2 218</b>	689
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts</b>				
Variation de l'écart de conversion	<b>168</b>	(186)	<b>(268)</b>	(250)
Reclassement dans le bénéfice net	<b>44</b>	—	<b>44</b>	—
Gain sur les contrats dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	—	1	—	1
Reclassement dans le bénéfice net	<b>(1)</b>	—	<b>(1)</b>	2
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 233</b>	744	<b>1 993</b>	442

**Bilans consolidés**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	30 septembre 2010	31 décembre 2009
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents	598	505
Débiteurs	4 051	3 703
Stocks	3 100	2 947
Impôts à recouvrer	718	587
Impôts futurs	359	332
Actifs des activités abandonnées (note 4)	137	257
<b>Total de l'actif à court terme</b>	<b>8 963</b>	8 331
Immobilisations corporelles, montant net	54 853	54 198
Autres actifs	448	491
Écart d'acquisition	3 201	3 201
Impôts futurs	53	193
Actifs des activités abandonnées (note 4)	950	3 332
<b>Total de l'actif</b>	<b>68 468</b>	69 746
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif à court terme		
Dette à court terme	2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 13)	518	25
Créditeurs et charges à payer	6 416	6 307
Impôts à payer	819	1 254
Impôts futurs	22	18
Passifs des activités abandonnées (note 4)	55	242
<b>Total du passif à court terme</b>	<b>7 832</b>	7 848
Dette à long terme (note 13)	11 534	13 855
Charges à payer et autres passifs	4 222	4 372
Impôts futurs	8 571	8 367
Passifs des activités abandonnées (note 4)	581	1 193
Capitaux propres	35 728	34 111
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>68 468</b>	69 746

**Capitaux propres**

	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)
Capital-actions	1 562 822	20 120	1 559 778
Surplus d'apport	551		526
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 15)	(458)		(233)
Bénéfices non répartis	15 515		13 765
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>35 728</b>		34 111

**États consolidés des flux de trésorerie**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois	
	2010	30 septembre 2009	2010	terminées les 30 septembre 2009
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	609	965	1 391	730
Ajustements pour :				
Amortissement et épuisement	1 070	523	2 939	1 103
Impôts futurs	92	(99)	261	(514)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	44	38	132	94
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains (note 7)	(252)	(400)	(136)	(657)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés (note 6)	—	(333)	(253)	1 039
Perte (gain) à la cession d'actifs	(105)	(10)	(133)	12
Rémunération à base d'actions	80	125	—	228
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	(438)	—	(438)
Autres	(93)	61	(241)	(127)
Frais d'exploration	40	52	74	83
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation (note 10)	21	(22)	(751)	(679)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 506	462	3 283	874
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	138	211	459	228
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 644	673	3 742	1 102
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	(1 443)	(888)	(3 966)	(2 590)
Autres investissements	(16)	25	(19)	(6)
Produit de la cession d'actifs	143	9	265	36
Trésorerie acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises	—	248	—	248
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'investissement	(109)	(30)	(250)	(708)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement poursuivies	(1 425)	(636)	(3 970)	(3 020)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement abandonnées	1 390	(81)	2 409	(121)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(35)	(717)	(1 561)	(3 141)
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation de la dette à court terme	—	—	—	1
Augmentation (diminution) nette des emprunts renouvelables	(1 318)	311	(1 672)	2 209
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime d'options sur actions	12	8	47	30
Dividendes versés sur actions ordinaires	(155)	(155)	(462)	(249)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 461)	164	(2 087)	1 991
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents</b>	148	120	94	(48)
<b>Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents</b>	(5)	(18)	(1)	(25)
<b>Trésorerie et équivalents au début de la période</b>	455	485	505	660
<b>Trésorerie et équivalents à la fin de la période</b>	598	587	598	587



**États consolidés de l'évolution des capitaux propres**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis
<b>Au 31 décembre 2008</b>	1 113	288	97	13 025
Bénéfice net	—	—	—	689
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(249)
Émission d'actions au comptant aux termes du régime d'options sur actions	38	(8)	—	—
Émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	2	—	—	—
Charge de rémunération à base d'actions	—	77	—	—
Émission d'actions pour l'acquisition de Petro-Canada (note 2)	18 878	—	—	—
Juste valeur des options sur actions de Petro-Canada échangées contre des options sur actions de Suncor	—	147	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	4	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	(247)	—
<b>Au 30 septembre 2009</b>	20 031	508	(150)	13 465
<b>Au 31 décembre 2009</b>	20 053	526	(233)	13 765
Bénéfice net	—	—	—	<b>2 218</b>
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	<b>(462)</b>
Émission d'actions au comptant aux termes du régime d'options sur actions	<b>61</b>	<b>(14)</b>	—	—
Émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	<b>6</b>	—	—	<b>(6)</b>
Charge de rémunération à base d'actions	—	<b>39</b>	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	<b>(225)</b>	—
<b>Au 30 septembre 2010</b>	<b>20 120</b>	<b>551</b>	<b>(458)</b>	<b>15 515</b>

**Données sectorielles liées aux activités poursuivies**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre											
	Sables pétrolifères		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>RÉSULTATS</b>												
<b>Produits</b>												
Produits d'exploitation	1 728	1 190	161	90	1 063	474	5 139	3 850	10	47	8 101	5 651
Moins les redevances	(290)	(219)	(19)	(6)	(278)	(215)	—	—	—	—	(587)	(440)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	1 438	971	142	84	785	259	5 139	3 850	10	47	7 514	5 211
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	1 119	2 608	1 119	2 608
Produits intersectoriels	709	987	19	32	173	97	55	2	(956)	(1 118)	—	—
Intérêts et autres produits	115	438	—	—	—	—	—	—	(112)	—	3	438
	2 262	2 396	161	116	958	356	5 194	3 852	61	1 537	8 636	8 257
<b>Charges</b>												
Achats de pétrole brut et de produits	226	16	—	—	—	16	4 270	3 258	(1 002)	(1 006)	3 494	2 284
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 060	981	89	79	111	39	553	409	69	160	1 882	1 668
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	1 164	2 572	1 164	2 572
Transport	63	62	44	14	16	15	50	35	(8)	(4)	165	122
Amortissement et épuisement	298	242	330	97	307	81	120	96	15	7	1 070	523
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	30	7	5	7	3	—	—	—	—	44	38
Exploration	1	2	2	50	64	32	—	—	—	—	67	84
Gain à la cession d'actifs	—	—	(89)	(5)	—	—	(16)	(5)	—	—	(105)	(10)
Frais de démarrage de projets	21	12	—	—	—	—	—	—	—	—	21	12
Charges (produits) de financement	4	—	1	—	4	1	3	—	(154)	(348)	(142)	(347)
	1 703	1 345	384	240	509	187	4 980	3 793	84	1 381	7 660	6 946
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	559	1 051	(223)	(124)	449	169	214	59	(23)	156	976	1 311
Impôts sur les bénéfices	(147)	(313)	56	27	(213)	(76)	(62)	(14)	(1)	30	(367)	(346)
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	412	738	(167)	(97)	236	93	152	45	(24)	186	609	965
<b>DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS ET FRAIS D'EXPLORATION – activités poursuivies</b>	(962)	(603)	(43)	(39)	(175)	(154)	(152)	(88)	(111)	(4)	(1 443)	(888)

**Données sectorielles liées aux activités poursuivies** (suite)

(non vérifié)

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>RÉSULTATS</b>												
<b>Produits</b>												
Produits d'exploitation	5 094	2 953	547	194	3 283	474	14 991	7 106	52	136	23 967	10 863
Moins les redevances	(542)	(365)	(58)	(6)	(928)	(215)	—	—	—	—	(1 528)	(586)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	4 552	2 588	489	188	2 355	259	14 991	7 106	52	136	22 439	10 277
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	2 050	6 896	2 050	6 896
Produits intersectoriels	1 877	1 527	87	54	467	97	206	2	(2 637)	(1 680)	—	—
Intérêts et autres produits	305	438	—	—	—	—	39	—	(272)	1	72	439
	6 734	4 553	576	242	2 822	356	15 236	7 108	(807)	5 353	24 561	17 612
<b>Charges</b>												
Achats de pétrole brut et de produits	728	242	—	—	163	16	12 545	5 718	(2 514)	(1 474)	10 922	4 502
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 274	2 977	234	146	281	39	1 605	754	126	272	5 520	4 188
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	1 999	6 857	1 999	6 857
Transport	203	178	82	22	67	15	143	44	(24)	(13)	471	246
Amortissement et épuiement	1 021	622	647	174	870	81	352	203	49	23	2 939	1 103
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	90	82	20	8	20	3	2	1	—	—	132	94
Exploration	6	8	13	83	141	32	—	—	—	—	160	123
Perte (gain) à la cession d'actifs	11	17	(126)	(20)	—	—	(19)	15	1	—	(133)	12
Frais de démarrage de projets	45	38	—	—	3	—	—	—	—	—	48	38
Charges (produits) de financement	4	—	(3)	—	(28)	1	2	—	171	(417)	146	(416)
	5 382	4 164	867	413	1 517	187	14 630	6 735	(192)	5 248	22 204	16 747
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	1 352	389	(291)	(171)	1 305	169	606	373	(615)	105	2 357	865
Impôts sur les bénéfices	(347)	(68)	79	41	(643)	(76)	(177)	(117)	122	85	(966)	(135)
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	1 005	321	(212)	(130)	662	93	429	256	(493)	190	1 391	730
<b>DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS ET FRAIS D'EXPLORATION – activités poursuivies</b>												
	(2 642)	(2 097)	(113)	(189)	(608)	(154)	(395)	(141)	(208)	(9)	(3 966)	(2 590)

**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**

(non vérifié)

**1. CONVENTIONS COMPTABLES**

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et selon les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul qui ont été utilisées pour les états financiers annuels les plus récents. Certains renseignements qui doivent habituellement être présentés dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels ont été condensés ou omis.

De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés intermédiaires contiennent tous les ajustements normaux et récurrents nécessaires pour présenter une image fidèle de la situation financière de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») au 30 septembre 2010 et des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les trimestres et les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009.

Certains chiffres correspondants des périodes précédentes ont été reclassés selon la présentation adoptée pour la période considérée.

**2. REGROUPEMENT D'ENTREPRISES AVEC PETRO-CANADA****(a) Aperçu**

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada. La Société a comptabilisé le regroupement d'entreprises selon ce qui est prescrit dans le chapitre 1581, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). À titre d'acquéreur, la Société doit comptabiliser les actifs et les passifs de Petro-Canada au 1<sup>er</sup> août 2009. Les résultats des activités de Petro-Canada sont inclus dans les états financiers consolidés de la Société à compter du 1<sup>er</sup> août 2009.

**(b) Répartition définitive du prix d'achat**

Les justes valeurs estimatives suivantes ont été attribuées aux actifs nets de Petro-Canada au 1<sup>er</sup> août 2009 :

(en millions de dollars)

Actif à court terme	4 645
Immobilisations corporelles	27 407
Autres actifs	537
Total de l'actif	32 589
Passif à court terme	3 741
Dettes à long terme	4 410
Charges à payer et autres passifs	3 416
Impôts futurs	4 570
Total du passif	16 137
Actifs nets acquis	16 452
Écart d'acquisition	3 178
Prix d'achat total	19 630

La répartition du prix d'achat a été établie en fonction des estimations les plus précises de la direction de Suncor et s'appuie essentiellement sur les évaluations préparées par des évaluateurs indépendants. La direction a établi la répartition définitive du prix d'achat au deuxième trimestre de 2010 et n'a apporté aucune modification à la répartition provisoire.

### 3. MODIFICATION DE L'INFORMATION SECTORIELLE

Au premier trimestre de 2010, à la suite des cessions planifiées des actifs de la Société à Trinité-et-Tobago, aux Pays-Bas et de certains actifs au Royaume-Uni (R.-U.) (voir la description à la note 4), la Société a regroupé ses secteurs International et Côte Est du Canada afin de former le nouveau secteur International et extracôtier. Les activités poursuivies du secteur International et extracôtier comprennent des activités de mise en valeur au large de Terre-Neuve-et-Labrador, ce qui inclut des participations dans les champs de pétrole Hibernia, Terra Nova, White Rose et Hebron, et des activités d'exploration et de production liées au pétrole brut et au gaz naturel au R.-U., en Norvège, en Libye et en Syrie.

Tous les chiffres des périodes antérieures ont été retraités afin de les rendre conformes à cette nouvelle répartition sectorielle.

### 4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

La Société a entrepris des démarches en vue de se départir de certains actifs non essentiels conformément à son alignement stratégique continu.

#### Gaz naturel

Le 31 août 2010, la Société a conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés au centre-ouest de l'Alberta (Bearberry et Ricinus) pour un produit net de 275 millions \$.

Le 30 septembre 2010, la Société a conclu la vente d'actifs non essentiels situés au sud de l'Alberta (Wildcat Hills) pour un produit net de 351 millions \$.

Au premier trimestre de 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs pétroliers et gaziers en production dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 millions \$ US (502 millions \$ CA). Au deuxième trimestre de 2010, la Société a conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique (Blueberry et Jedney) pour un produit net de 383 millions \$ et celle d'actifs non essentiels situés au centre de l'Alberta (Rosevear et Pine Creek) pour un produit net de 229 millions \$.

#### International et extracôtier

Le 5 août 2010, la Société a conclu une vente d'actifs à Trinité-et-Tobago pour un produit net de 378 millions \$ US (383 millions \$ CA).

Le 13 août 2010, la Société a conclu la vente de sa participation dans Petro-Canada Netherlands B.V. pour un produit net de 316 millions € (420 millions \$ CA).

Le 8 septembre 2010, la Société a passé une entente en vue de vendre des actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni (Scott/Telford et Triton) pour un produit brut de 240 millions £. La vente devrait être conclue au premier trimestre de 2011 et est soumise aux conditions de clôture et aux approbations réglementaires habituelles pour des transactions de cette nature.

Le bénéfice net lié aux activités abandonnées est présenté dans les états consolidés des résultats de la façon suivante :

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre					
	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Produits</b>						
Produits d'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>53</b>	86	<b>174</b>	119	<b>227</b>	205
Moins les redevances	<b>(8)</b>	(10)	—	—	<b>(8)</b>	(10)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	<b>45</b>	76	<b>174</b>	119	<b>219</b>	195
Gain à la cession d'actifs	<b>271</b>	—	<b>169</b>	—	<b>440</b>	—
	<b>316</b>	76	<b>343</b>	119	<b>659</b>	195
<b>Charges</b>						
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	<b>14</b>	35	<b>16</b>	53	<b>30</b>	88
Transport	<b>9</b>	6	<b>4</b>	5	<b>13</b>	11
Amortissement et épuisement	<b>27</b>	51	<b>110</b>	47	<b>137</b>	98
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service	<b>2</b>	2	<b>4</b>	5	<b>6</b>	7
Exploration	<b>1</b>	—	<b>11</b>	45	<b>12</b>	45
Frais (produits) de financement	—	—	<b>3</b>	(1)	<b>3</b>	(1)
	<b>53</b>	94	<b>148</b>	154	<b>201</b>	248
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>263</b>	(18)	<b>195</b>	(35)	<b>458</b>	(53)
Impôts sur les bénéfices	<b>66</b>	(4)	<b>(21)</b>	(13)	<b>45</b>	(17)
<b>Bénéfice net</b>	<b>197</b>	(14)	<b>216</b>	(22)	<b>413</b>	(36)

(1) Les produits d'exploitation présentés sous la colonne « Gaz naturel » comprennent des ventes à d'autres secteurs qui sont éliminées au moment de la consolidation dans l'état consolidé des résultats. Ces ventes totalisent 8 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 (9 millions \$ en 2009).

(en dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre	
	2010	2009
Bénéfice de base par action lié aux activités abandonnées	<b>0,26</b>	(0,03)
Bénéfice dilué par action lié aux activités abandonnées	<b>0,26</b>	(0,03)

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre					
	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Produits</b>						
Produits d'exploitation <sup>(1)</sup>	277	148	546	119	823	267
Moins les redevances	(41)	(26)	—	—	(41)	(26)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	236	122	546	119	782	241
Gain à la cession d'actifs	646	—	169	—	815	—
	882	122	715	119	1 597	241
<b>Charges</b>						
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	64	51	88	53	152	104
Transport	24	9	18	5	42	14
Amortissement et épuisement	95	84	169	47	264	131
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service	8	4	15	5	23	9
Exploration	1	—	16	45	17	45
Frais (produits) de financement	7	—	11	(1)	18	(1)
	199	148	317	154	516	302
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	683	(26)	398	(35)	1 081	(61)
Impôts sur les bénéfices	175	(7)	79	(13)	254	(20)
<b>Bénéfice net</b>	508	(19)	319	(22)	827	(41)

(1) Les produits d'exploitation présentés sous la colonne « Gaz naturel » comprennent des ventes à d'autres secteurs qui sont éliminées au moment de la consolidation dans l'état consolidé des résultats. Ces ventes totalisent 62 millions \$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (9 millions \$ en 2009).

(en dollars)	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009
Bénéfice de base par action lié aux activités abandonnées	0,53	(0,04)
Bénéfice dilué par action lié aux activités abandonnées	0,53	(0,04)

Les actifs et passifs des activités abandonnées sont présentés dans les bilans consolidés de la façon suivante :

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre					
	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	30 septembre 2010	31 décembre 2009	30 septembre 2010	31 décembre 2009	30 septembre 2010	31 décembre 2009
<b>Actif</b>						
Actif à court terme	7	34	130	223	137	257
Immobilisations corporelles, montant net	202	1 600	748	1 732	950	3 332
Total de l'actif	209	1 634	878	1 955	1 087	3 589
<b>Passif</b>						
Passif à court terme	5	64	50	178	55	242
Charges à payer et autres passifs	74	286	256	404	330	690
Impôts futurs	—	31	251	472	251	503
Total du passif	79	381	557	1 054	636	1 435

## 5. RÉDUCTION DE VALEUR D'ACTIFS

Au troisième trimestre de 2010, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 106 millions \$ se rapportant à certains actifs en mer du Nord du secteur International et extracôtier. Une entente visant la vente de ces actifs a été conclue au cours du trimestre et la valeur de ces derniers a été réduite pour qu'elle corresponde à la juste valeur moins les frais de vente.

Au troisième trimestre de 2010, la Société a inscrit une charge de 222 millions \$ afin de rendre compte de la réduction de valeur de certains actifs dans le secteur Gaz naturel dont la juste valeur représente les flux de trésorerie futurs actualisés.

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 189 millions \$ se rapportant à du matériel d'extraction dans le secteur Sables pétrolifères. Toujours au deuxième trimestre de 2010, la Société a inscrit une charge de 44 millions \$ dans le secteur Gaz naturel pour rendre compte de la réduction de valeur de certains baux fonciers de l'Ouest canadien et de l'Alaska.

Ces charges sont prises en compte aux postes « Amortissement et épuisement » et « Bénéfice net lié aux activités abandonnées » de l'état consolidé des résultats.

## 6. INSTRUMENTS FINANCIERS ET FACTEURS DE RISQUE FINANCIER

*Les instruments dérivés sont des instruments financiers qui imitent les variations du cours des actions, des obligations, des monnaies, des marchandises et des taux d'intérêt, ou qui réagissent inversement. Suncor utilise des instruments dérivés pour réduire son exposition aux variations du prix des marchandises ou des taux de change et pour gérer les actifs et les passifs sensibles aux variations des taux d'intérêt ou des taux de change. Suncor se sert également des instruments dérivés à des fins de transaction, dans le but de réaliser un gain sur l'instrument dérivé par suite de la variation de la valeur marchande.*

*La comptabilité de couverture permet de comptabiliser les gains, les pertes, les produits et les charges associés aux éléments d'une relation de couverture au moment où l'opération sous-jacente a une incidence sur les résultats. Suncor a décidé d'avoir recours à la comptabilité de couverture pour certains dérivés liés à des opérations financières ou sur marchandises futures.*

*Les contrats de marchandises visant des échanges commerciaux réels qui dépassent les besoins prévus par la Société, qu'il s'agisse de l'achat, de la vente ou de l'utilisation de marchandises, sont maintenant considérés comme des instruments financiers dérivés et, en conséquence, les gains et les pertes réalisés et non réalisés et le règlement sous-jacent de ces contrats sont comptabilisés sur une base nette dans les produits des Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Les stocks connexes sont reportés à la juste valeur moins les coûts de vente, et la variation de la juste valeur est comptabilisée à titre de gains ou de pertes dans les produits des Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.*

### (a) Instruments financiers comptabilisés dans le bilan

Les instruments financiers de la Société inscrits dans les bilans consolidés sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des débiteurs, des contrats dérivés, de la presque totalité du passif à court terme ainsi que de la dette à long terme et d'une tranche des charges à payer à long terme et autres passifs. À moins d'indication contraire, la valeur comptable tient compte de la juste valeur actuelle des instruments financiers de la Société.

La juste valeur estimative des instruments financiers comptabilisés a été établie selon l'évaluation faite par la Société des renseignements boursiers disponibles et selon des méthodes d'évaluation appropriées en fonction de modèles de tiers acceptés par l'industrie. Cependant, ces estimations n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération boursière. La Société classe les données d'entrée utilisées pour déterminer la juste valeur en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir du degré selon lequel elles sont observables sur le marché (se reporter à la page 90 du rapport annuel 2009 de Suncor pour plus de détails). Au 30 septembre 2010, aucun changement significatif n'avait été apporté à la répartition de la hiérarchie de la juste valeur utilisée pour évaluer les instruments financiers.



La dette à terme fixe de la Société est comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût, à l'exception de la tranche de la dette pour laquelle les paiements d'intérêts futurs ont fait l'objet d'un swap, passant ainsi d'un taux fixe à un taux variable, laquelle tranche est comptabilisée à sa juste valeur. À la comptabilisation initiale, le coût de la dette correspond à sa juste valeur, ajustée pour tenir compte de tous les coûts de transaction connexes. Les gains ou les pertes découlant de la variation de la juste valeur de cette dette ne sont comptabilisés qu'une fois réalisés. Les gains et les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains découlant des fluctuations du change sont comptabilisés pendant la période où ils se produisent. Au 30 septembre 2010, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût s'élevait à 10,0 milliards \$ (10,1 milliards \$ au 31 décembre 2009) et la juste valeur, à 11,4 milliards \$ (10,7 milliards \$ au 31 décembre 2009).

## (b) Comptabilité de couverture

### *Couverture de la juste valeur*

Au 30 septembre 2010, la Société disposait, pour sa dette à taux fixe, de swaps de taux d'intérêt considérés comme des couvertures de juste valeur en cours jusqu'en août 2011. À cette date, la juste valeur de ces swaps totalisait 8 millions \$ (18 millions \$ au 31 décembre 2009) et était présentée dans les débiteurs aux bilans consolidés. Aucune inefficacité n'a été constatée sur les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures de juste valeur au cours des trimestres et des périodes de neuf mois terminés les 30 septembre 2010 et 2009.

### *Couvertures de flux de trésorerie*

Au 30 septembre 2010, la Société n'avait aucune couverture de flux de trésorerie en place (néant au 31 décembre 2009).

## (c) Autres instruments dérivés

### **Instruments dérivés liés à la gestion des risques**

La Société conclut à l'occasion des contrats dérivés qui, bien qu'ils ne soient pas comptabilisés comme couvertures, parce qu'ils n'ont pas été documentés en tant que tels ou parce que la comptabilité de couverture ne s'applique pas en vertu des PCGR, sont perçus comme économiquement efficaces pour gérer le risque lié aux fluctuations du cours des marchandises et constituent un élément important du programme global de gestion des risques de Suncor. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, l'incidence sur le bénéfice de ces contrats représente une perte de 11 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 3 millions \$ (gain de 43 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 15 millions \$, en 2009). Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, l'incidence sur le bénéfice représente un gain de 70 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 24 millions \$ (perte de 658 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 232 millions \$, en 2009).

Les contrats importants en cours au 30 septembre 2010 étaient les suivants :

Pétrole brut	Quantité (en barils/)	Prix moyen <sup>1)</sup> (en \$ US/baril)	Période
Options de vente position acheteur	55 000	60,00	2010
Options de vente position vendeur	54 609	60,00	2010
Tunnels – plancher	49 674	50,00	2010
Tunnels – plafond	49 978	68,06	2010

(1) Le prix moyen des contrats dérivés sur le pétrole brut est libellé en \$ US par baril de WTI à Cushing, en Oklahoma.

### **Instruments dérivés liés à la négociation de l'énergie**

Le groupe Négociation de l'énergie de la Société a également recours à des contrats d'énergie (livraison physique ou contrats financiers), y compris des swaps, des contrats à terme de gré à gré et des options, pour gagner des produits tirés des activités de négociation. Ces contrats d'énergie comprennent des contrats de pétrole brut, de gaz naturel et de produits raffinés.

L'incidence de ces contrats sur le bénéfice du trimestre terminé le 30 septembre 2010 correspond à une perte de 6 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 2 millions \$ (perte de 1 million \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 1 million \$, en 2009). Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, l'incidence sur le bénéfice a été un gain de 44 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 18 millions \$ (perte de 37 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 16 millions \$, en 2009).

### Variation de la juste valeur des autres instruments financiers dérivés

(en millions de dollars)	Gestion des risques	Négociation de l'énergie	Total
Juste valeur des contrats au 31 décembre 2009	(312)	(47)	(359)
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	157	(60)	97
Variations de la juste valeur attribuables au cours du marché et autres changements du marché durant la période	94	62	156
<b>Juste valeur des contrats en cours au 30 septembre 2010<sup>(a),(b)</sup></b>	<b>(61)</b>	<b>(45)</b>	<b>(106)</b>

(a) Au 30 septembre 2010, 98 millions \$ du total des dérivés non réalisés étaient comptabilisés dans les débiteurs (213 millions \$ au 31 décembre 2009) aux bilans consolidés.

(b) Au 30 septembre 2010, 204 millions \$ du total des dérivés non réalisés étaient comptabilisés dans les créditeurs et charges à payer (572 millions \$ au 31 décembre 2009) aux bilans consolidés.

### Facteurs de risque financier

La Société est exposée à un certain nombre de risques financiers dans le cours normal de ses activités et en raison de son recours aux instruments financiers. Ces facteurs de risque comprennent les risques de marché liés au prix des marchandises, le risque de change, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité et le risque de crédit.

La Société applique des procédures de gouvernance formelles pour la gestion des risques financiers. Le comité de gestion du risque (CGR) est responsable de la surveillance des activités de gestion du risque de la Société, soit la couverture stratégique, la négociation d'optimisation, la commercialisation et la négociation spéculative. Relevant du Conseil d'administration, le CGR se réunit régulièrement pour examiner les expositions au risque, s'assurer du respect des politiques et valider les méthodes et les procédures de gestion du risque. Toutes les activités de gestion du risque sont exercées par une équipe de spécialistes possédant les compétences, l'expérience et les méthodes de supervision requises et utilisant les contrôles financiers et de gestion appropriés.

Au 30 septembre 2010, l'exposition de la Société aux risques liés à l'utilisation d'instruments financiers n'avait pas changé de façon importante comparativement au 31 décembre 2009.

## 7. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois terminées	
	2010	30 septembre 2009	2010	les 30 septembre 2009
Intérêts sur la dette	170	156	521	391
Intérêts capitalisés	(65)	(22)	(203)	(94)
Intérêts débiteurs	105	134	318	297
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(252)	(400)	(136)	(657)
Gains de change et autres	(5)	(81)	(36)	(56)
<b>Total des charges (produits) de financement liées (liés) aux activités poursuivies<sup>(1)</sup></b>	<b>(142)</b>	<b>(347)</b>	<b>146</b>	<b>(416)</b>

(1) Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, des charges de financement de 3 millions \$ (produits de financement de 1 million \$ en 2009) ont été reclassées dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, des charges de financement de 18 millions \$ (produits de financement de 1 million \$ en 2009) ont été reclassées dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

**8. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois terminées	
	2010	30 septembre 2009	2010	les 30 septembre 2009
Charge (économie) d'impôts :				
Exigibles :				
Canada	<b>34</b>	380	<b>56</b>	573
Étranger	<b>241</b>	65	<b>649</b>	76
Futurs :				
Canada	<b>91</b>	(84)	<b>295</b>	(539)
Étranger	<b>1</b>	(15)	<b>(34)</b>	25
Total de la charge d'impôts liée aux activités poursuivies <sup>(1)</sup>	<b>367</b>	346	<b>966</b>	135

(1) Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, une charge d'impôts de 45 millions \$ (économie d'impôts de 17 millions \$ en 2009) a été reclassée dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, une charge d'impôts de 254 millions \$ (économie d'impôts de 20 millions \$ en 2009) a été reclassée dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

La fusion de Suncor Énergie Inc. et de Petro-Canada a donné lieu à une fin d'année fiscale réputée pour les deux sociétés, qui est le 31 juillet 2009. Cette fin d'année fiscale réputée a occasionné une hausse des impôts sur les bénéfices à payer ainsi que l'accélération des paiements d'impôts. Les paiements d'impôts qui normalement auraient été payables en mensualités sur la période d'août à décembre sont devenus exigibles et étaient à payer au 30 septembre 2009.

La charge d'impôts futurs du troisième trimestre de 2009 s'est accrue de 152 millions \$, en partie à cause de la fusion. La répartition fiscale combinée provinciale relative aux deux entités a provoqué une augmentation du taux d'impôt futur dont l'incidence est comptabilisée en résultat net.

**9. RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT DE BASE ET DU RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois terminées	
	2010	30 septembre 2009	2010	les 30 septembre 2009
Bénéfice net	<b>1 022</b>	929	<b>2 218</b>	689
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 563</b>	1 349	<b>1 562</b>	1 076
Titres dilutifs :				
Options émises aux termes des régimes de rémunération à base d'actions	<b>11</b>	13	<b>12</b>	13
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	<b>1 574</b>	1 362	<b>1 574</b>	1 089
(en dollars par action ordinaire)				
Bénéfice par action – de base <sup>(a)</sup>	<b>0,65</b>	0,69	<b>1,42</b>	0,64
Bénéfice par action – dilué <sup>(b)</sup>	<b>0,65</b>	0,68	<b>1,41</b>	0,63

Remarque : En vertu de la méthode du rachat d'actions, une option aura un effet dilutif seulement si le cours du marché moyen des actions ordinaires au cours de la période dépasse le prix d'exercice de l'option.

(a) Le bénéfice de base par action correspond au bénéfice net, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires.

(b) Le bénéfice dilué par action correspond au bénéfice net, divisé par le nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires.

**10. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT HORS TRÉSORERIE**

Le fonds de roulement hors trésorerie est composé des actifs et passifs à court terme, autres que la trésorerie et ses équivalents, des impôts futurs et de la tranche à court terme de la dette à long terme.

La diminution (l'augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités poursuivies est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois	
	2010	30 septembre 2009	2010	terminées les 30 septembre 2009
<b>Activités d'exploitation</b>				
Débiteurs	<b>864</b>	313	<b>126</b>	(47)
Stocks	<b>(277)</b>	5	<b>(160)</b>	(376)
Créditeurs et charges à payer	<b>134</b>	(546)	<b>(184)</b>	(221)
Impôts à payer/à recevoir	<b>(700)</b>	206	<b>(533)</b>	(35)
	<b>21</b>	(22)	<b>(751)</b>	(679)

(1) Les soldes n'incluent pas les montants acquis de Petro-Canada par suite de la fusion, mais ils indiquent la variation de ces comptes du fonds de roulement après le 1<sup>er</sup> août 2009.

**11. PASSIF AU TITRE DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS**

Les tableaux ci-dessous indiquent le coût net des prestations pour les trimestres et les périodes de neuf mois terminés les 30 septembre.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Prestations de retraite	
	2010	30 septembre 2009	2010	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009
Coût des services rendus au cours de l'exercice	<b>21</b>	19	<b>64</b>	49
Coût financier	<b>42</b>	31	<b>126</b>	57
Rendement prévu de l'actif des régimes	<b>(36)</b>	(24)	<b>(107)</b>	(44)
Amortissement de la perte actuarielle nette	<b>2</b>	5	<b>6</b>	15
Coût net des prestations périodiques	<b>29</b>	31	<b>89</b>	77

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Avantages complémentaires de retraite	
	2010	30 septembre 2009	2010	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009
Coût des services rendus au cours de l'exercice	<b>2</b>	2	<b>6</b>	5
Coût financier	<b>7</b>	4	<b>19</b>	9
Coût net des prestations périodiques	<b>9</b>	6	<b>25</b>	14

**12. CAPITAL-ACTIONS****Émis**

	Nombre (en milliers)	Actions ordinaires Montant (en millions de dollars)
Solde au 31 décembre 2009	1 559 778	20 053
Actions émises au comptant aux termes des régimes d'options sur actions	<b>2 847</b>	<b>61</b>
Actions émises aux termes d'un régime de réinvestissement de dividendes	<b>197</b>	<b>6</b>
<b>Solde au 30 septembre 2010</b>	<b>1 562 822</b>	<b>20 120</b>

**Rémunération à base d'actions****(a) Régimes d'options sur actions****(i) Régimes abandonnés**

Au moment de la fusion, le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor et Petro-Canada possédaient chacune leurs régimes, dans le cadre desquels l'attribution d'options a pris fin le 31 juillet 2009. Pour de plus amples renseignements sur les modalités de ces régimes, se reporter aux pages 103 et 104 du rapport annuel 2009 de Suncor.

**(ii) Options sur actions de Suncor Énergie Inc.**

Ce régime succède aux régimes d'options sur actions en place avant la fusion des anciennes sociétés Petro-Canada et Suncor. Les options en cours qui sont annulées ou échues ou qui autrement ne donnent pas lieu à l'attribution d'actions ordinaires seront disponibles aux fins d'émission à titre d'options aux termes de ce régime. Ces options ont une durée de sept ans et les droits qui s'y rattachent sont acquis en trois ans, à raison d'une portion annuellement.

Les options attribuées dans le cadre du régime avant le 1<sup>er</sup> août 2010 comportaient une composante de droits à la plus-value (« DPV »). Au cours du troisième trimestre de 2010, la Société a attribué 15 000 options avec composante DPV. Depuis le 1<sup>er</sup> août 2010, les options attribuées aux termes de ce régime n'ont plus de composante DPV. La Société a attribué 21 000 options sans aucune composante DPV après le 1<sup>er</sup> août 2010.

Les variations du nombre d'options sur actions en cours étaient les suivantes :

	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en dollars)
Options en cours au 31 décembre 2009	72 024	32,52
Options attribuées	<b>4 296</b>	<b>31,86</b>
Options exercées	<b>(2 847)</b>	<b>14,91</b>
Options frappées d'extinction/échues	<b>(2 710)</b>	<b>42,47</b>
<b>Options en cours au 30 septembre 2010</b>	<b>70 763</b>	<b>32,50</b>

**(b) Droits à la plus-value des actions (DPV)****(i) Régimes abandonnés**

L'ancienne société Petro-Canada disposait d'un régime DPV dans le cadre duquel l'attribution a pris fin le 31 juillet 2009. Pour de plus amples renseignements sur les modalités de ce régime, se reporter à la page 105 du rapport annuel 2009 de Suncor.

**(ii) Droits à la plus-value des actions de Suncor Énergie Inc.**

Au cours du troisième trimestre de 2010, la Société a octroyé 7 000 DPV dans le cadre de ce nouveau régime. Les DPV ont une durée de sept ans et sont acquis en trois ans, à raison d'une portion annuellement.

Les variations du nombre de DPV rajustés en cours étaient les suivantes :

	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en dollars)
Options en cours au 31 décembre 2009	14 065	28,63
Options attribuées	<b>353</b>	<b>31,85</b>
Options exercées	<b>(458)</b>	<b>21,30</b>
Options frappées d'extinction/échues	<b>(1 787)</b>	<b>28,75</b>
<b>Options en cours au 30 septembre 2010</b>	<b>12 173</b>	<b>28,99</b>

### (c) Régimes d'unités d'actions

Pour de plus amples renseignements sur les modalités des régimes d'unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR), d'unités d'actions restreintes (UAR) et d'unités d'actions différées (UAD), se reporter à la page 106 du rapport annuel 2009 de Suncor.

Les variations du nombre d'unités en cours étaient les suivantes :

	Nombre (en milliers)		
	UAFR	UAR	UAD
Options en cours au 31 décembre 2009	3 247	4 250	2 616
Options attribuées	<b>1 672</b>	<b>2 835</b>	<b>36</b>
Options rachetées	<b>(282)</b>	<b>(101)</b>	<b>(211)</b>
Options frappées d'extinction	<b>(803)</b>	<b>(417)</b>	—
Options réinvesties	<b>21</b>	<b>34</b>	<b>22</b>
<b>Options en cours au 30 septembre 2010</b>	<b>3 855</b>	<b>6 601</b>	<b>2 463</b>

### Charges (récupération) au titre de la rémunération à base d'actions

Le tableau ci-dessous résume les charges (la récupération) au titre de la rémunération à base d'actions comptabilisées pour tous les régimes sous le poste charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux des états consolidés des résultats :

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Régimes d'options sur actions	<b>35</b>	65	<b>20</b>	116
DPV	<b>10</b>	25	<b>(12)</b>	25
UAFR	<b>14</b>	9	<b>7</b>	19
UAR	<b>22</b>	32	<b>57</b>	57
UAD	<b>8</b>	7	<b>(7)</b>	30
Total des charges au titre de la rémunération à base d'actions	<b>89</b>	138	<b>65</b>	247

**13. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT**

(en millions de dollars)	30 septembre 2010	31 décembre 2009
<b>Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société</b>		
Billets à 6,85 %, libellés en dollars US, échéant en 2039 (750 \$ US)	772	785
Billets à 6,80 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (900 \$ US)	956	972
Billets à 6,50 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 185	1 204
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2035 (600 \$ US)	571	578
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2034 (500 \$ US)	515	523
Billets à 5,35 %, libellés en dollars US, échéant en 2033 (300 \$ US)	264	266
Billets à 7,15 %, libellés en dollars US, échéant en 2032 (500 \$ US)	515	523
Billets à 6,10 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (1 250 \$ US)	1 287	1 308
Billets à 6,05 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (600 \$ US)	631	643
Billets à 5,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2014 (400 \$ US)	420	429
Billets à 4,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2013 (300 \$ US)	308	313
Débetures à 7,00 %, libellées en dollars US, échéant en 2028 (250 \$ US)	267	271
Débetures à 7,875 %, libellées en dollars US, échéant en 2026 (275 \$ US)	318	325
Débetures à 9,25 %, libellées en dollars US, échéant en 2021 (300 \$ US)	390	402
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	600	600
Billets à moyen terme de série 4 à 5,80 %, échéant en 2018	700	700
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %, échéant en août 2011	500	500
	<b>10 199</b>	10 342
<b>Emprunts renouvelables portant intérêt à des taux variables</b>		
Papier commercial, acceptations bancaires et prêts au TIOL	1 570	3 244
Total de la dette à long terme non garantie	11 769	13 586
Dette à long terme garantie	13	13
Contrats de location-acquisition	322	326
Ajustement à la juste valeur de la dette afin de tenir compte des swaps de taux d'intérêt	8	18
Frais de financement reportés	(60)	(63)
	<b>12 052</b>	13 880
Tranche à court terme de la dette à long terme		
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %	(500)	—
Contrats de location-acquisition	(10)	(14)
Ajustement à la juste valeur de la dette afin de tenir compte des swaps de taux d'intérêt	(8)	(11)
Total de la tranche à court terme de la dette à long terme	<b>(518)</b>	(25)
Total de la dette à long terme	<b>11 534</b>	13 855

Au 30 septembre 2010, les marges de crédit non utilisées se montaient à 5 742 millions \$, montant qui était réparti comme suit :

(en millions de dollars)	2010
Facilité d'une durée de un an, échéant en 2011	4
Facilité entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2013	206
Facilités entièrement renouvelables d'une durée de cinq ans, échéant en 2013	7 320
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	466
Total des facilités de crédit disponibles	<b>7 996</b>
Facilités de crédit soutenant le papier commercial, les acceptations bancaires et les prêts au TIOL	<b>(1 570)</b>
Facilités de crédit soutenant des lettres de crédit	<b>(684)</b>
Total des facilités de crédit non utilisées	<b>5 742</b>

#### 14. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le principal objectif de la Société concernant la gestion du capital consiste à maintenir un solide profil en matière de cote de crédit. La Société a ainsi une grande souplesse sur le plan financier et elle a accès aux capitaux dont elle a besoin pour atteindre ses objectifs de croissance.

La Société surveille le capital au moyen de deux ratios : le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>(1)</sup> et le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres.

Le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sur 12 mois.

Le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

Les engagements financiers associés aux diverses ententes bancaires et d'emprunts de la Société sont passés en revue régulièrement et des contrôles sont en place pour en assurer la conformité. Pour les périodes terminées le 30 septembre 2010 et le 31 décembre 2009, la Société a respecté tous ses engagements financiers.

Au cours du troisième trimestre de 2010, la stratégie de la Société a consisté à respecter les mesures présentées dans le tableau suivant. La Société estime que le fait de respecter les objectifs en matière de capital l'aide à accéder à des capitaux à un coût raisonnable grâce à une notation de première qualité.

Au 30 septembre (en millions de dollars)	Mesure ciblée pour le capital	2010	2009
<b>Composants des ratios</b>			
Dette à court terme		<b>2</b>	3
Tranche à court terme de la dette à long terme		<b>518</b>	21
Dette à long terme		<b>11 534</b>	13 826
Dette totale		<b>12 054</b>	13 850
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie		<b>598</b>	587
Dette nette		<b>11 456</b>	13 263
Capitaux propres		<b>35 728</b>	33 854
Capitalisation totale (dette totale majorée des capitaux propres)		<b>47 782</b>	47 704
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(1)</sup> (sur 12 mois)		<b>5 641</b>	1 901
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation	<2,0 fois	<b>2,0</b>	7,0
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		<b>25 %</b>	29 %

(1) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie.

La stratégie, les objectifs, les définitions, les mesures de contrôle et les cibles en matière de gestion des immobilisations de la Société n'ont pas changé de façon significative par rapport à la période précédente.



## 15. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Le cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, se décompose comme suit :

(en millions de dollars)	<b>30 septembre 2010</b>	31 décembre 2009
Écart de conversion non réalisé	<b>(472)</b>	(248)
Gains non réalisés sur les contrats dérivés désignés comme couvertures	<b>14</b>	15
<b>Total</b>	<b>(458)</b>	(233)

## 16. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	<b>2010</b>	2009	<b>2010</b>	2009
Intérêts versés	<b>226</b>	63	<b>573</b>	297
Impôts sur les bénéfices payés	<b>296</b>	521	<b>567</b>	676



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