



## QUATRIÈME TRIMESTRE 2010

Rapport aux actionnaires pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010

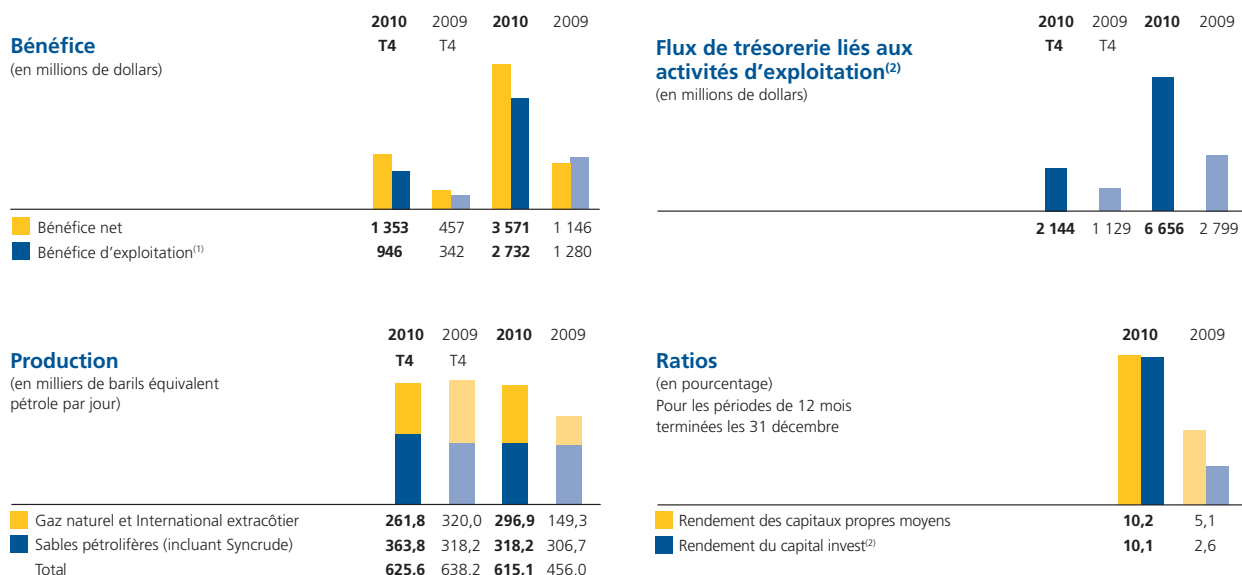
# Résultats du quatrième trimestre 2010 de Suncor Énergie

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 « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR ». 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 nécessairement 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 de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010 correspondent aux résultats de Suncor après la fusion, tandis que les chiffres correspondants de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009 rendent compte des résultats de Suncor après la fusion pour les cinq derniers mois et des résultats de l'ancienne société Suncor avant la fusion pour les sept premiers mois. Dans le présent document, le terme « fusion » fait référence à la fusion entre Suncor Énergie Inc. et Petro-Canada.

Suncor Énergie Inc. (la « Société ») a inscrit un bénéfice net de 1,353 milliard \$ (0,87 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2010, comparativement à un bénéfice net de 457 millions \$ (0,29 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2009. Au quatrième trimestre de 2010, le bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup> s'est élevé à 946 millions \$ (0,60 \$ par action ordinaire), en comparaison de 342 millions \$ (0,22 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2009.

La progression du bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2010 par rapport à celui du quatrième trimestre de 2009 est principalement attribuable à l'amélioration des marges, à l'accroissement du volume de ventes de produits raffinés au sein du secteur Raffinage et commercialisation, à la hausse des prix obtenus par les secteurs Sables pétrolifères et International et extracôtier ainsi qu'à l'augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères.



(1) Mesure non définie par les PCGR. Un rapprochement du bénéfice net et du bénéfice d'exploitation est présenté à la page 4. Le calcul du bénéfice d'exploitation de 2009 a été retraité pour tenir compte de certains éléments, conformément à la présentation adoptée pour la période à l'étude.

Compte tenu des activités de désinvestissement stratégique menées en 2010, la production totale du quatrième trimestre de 2010 a fléchi pour s'établir à 625 600 bep par jour, en comparaison de 638 200 bep par jour au quatrième trimestre de 2009. La production tirée des activités poursuivies a en revanche augmenté pour atteindre 605 400 bep par jour au quatrième trimestre de 2010, contre 544 500 bep par jour au quatrième trimestre de 2009. Cette augmentation tient à la production trimestrielle record de 325 900 barils par jour qu'a enregistrée le secteur Sables pétrolifères (compte non tenu de Syncrude) grâce à l'amélioration de la fiabilité de l'exploitation, à l'accroissement de l'approvisionnement en bitume et à la nouvelle production tirée du secteur International et extracôtier.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document) se sont établis à 2,144 milliards \$ (1,37 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2010, contre 1,129 milliard \$ (0,72 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2009. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découle essentiellement des mêmes facteurs qui ont entraîné la hausse du bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre, de même que de l'incidence favorable de la réévaluation de la participation directe de la Société dans le champ pétrolifère Terra Nova et du recouvrement d'une redevance résultant d'un avis remis par la Couronne à la Société venant modifier le calcul prescrit dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume.

« L'ensemble de nos secteurs ont dégagé de solides résultats d'exploitation au quatrième trimestre, a déclaré Rick George, président et chef de la direction. Notre secteur International et extracôtier a une fois de plus bien performé, tandis que notre secteur Sables pétrolifères a dégagé rien de moins qu'une production trimestrielle record, grâce à la production constante et fiable tirée à la fois de nos usines d'extraction que de nos actifs *in situ*. Quant à nos activités en aval, elles ont enregistré des volumes de production et des marges élevées pour le trimestre, ce qui témoigne des avantages réels de notre stratégie d'intégration. »

## Faits saillants du quatrième trimestre

- Le secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) a enregistré un volume de production record de 325 900 barils par jour pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'un volume de production de 278 900 barils par jour pour le quatrième trimestre de 2009. Cette augmentation de la production est largement attribuable au rehaussement de la fiabilité opérationnelle de l'usine de valorisation et à l'augmentation de l'approvisionnement en bitume provenant des installations d'exploitation minière et des installations d'exploitation *in situ*.
- Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé des résultats vigoureux au quatrième trimestre de 2010, son bénéfice d'exploitation et ses flux de trésorerie liés à l'exploitation ayant plus que doublé par rapport au quatrième trimestre de 2009, grâce à l'augmentation des marges et à l'utilisation accrue de la capacité de raffinage. Les ventes de produits pétroliers raffinés ont totalisé en moyenne 91 100 mètres cubes par jour au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 82 900 mètres cubes par jour au quatrième trimestre de 2009, ce qui rend compte de la fiabilité accrue de l'ensemble de nos installations de même que de la hausse de la demande pour ces produits.
- La production en amont a totalisé 625 600 bep par jour au quatrième trimestre, en comparaison de 638 200 bep par jour au quatrième trimestre de 2009. La baisse des volumes de production est essentiellement attribuable aux ventes d'actifs au sein des secteurs Gaz naturel et International et extracôtier de Suncor, dont l'incidence a cependant été partiellement contrebalancée par l'amélioration de la fiabilité de l'exploitation au sein du secteur Sables pétrolifères et par l'accroissement de la production tirée des activités poursuivies du secteur International et extracôtier.
- La dette nette, qui correspond au total de la dette moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie, s'établissait à 11,1 milliards \$ au 31 décembre 2010, ce qui représente une baisse d'environ 400 millions \$ par rapport à la dette nette inscrite à la fin du trimestre précédent et une diminution d'environ 13,4 milliards \$ par rapport à celle inscrite au 31 décembre 2009. Cette diminution de la dette nette découle essentiellement du fait que la Société a utilisé le produit

tiré de la cession d'actifs pour rembourser des emprunts et s'explique également par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de la période.

- Au quatrième trimestre de 2010, Suncor a constaté des produits supplémentaires de 295 millions \$ (avant impôts), qui représentent un montant devant être remboursé par les autres copropriétaires du champ pétrolifère Terra Nova pour la période allant du 1<sup>er</sup> février 2005 au 31 décembre 2010. La participation directe de Suncor dans Terra Nova a été haussée pour passer de 33,990 % à 37,675 %, par suite d'un examen technique des apports des autres copropriétaires du champ pétrolifère Terra Nova. Les propriétaires sont parvenus à un accord concernant la modification des pourcentages de participation le 1<sup>er</sup> décembre 2010.
- Au quatrième trimestre de 2010, Suncor a comptabilisé un recouvrement de redevances favorable de 140 millions \$ (avant impôts) par suite de la réception d'un avis de la Couronne venant modifier le calcul devant être effectué selon la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2010. La Société est toujours à négocier les ajustements définitifs au calcul de l'évaluation du bitume pour la période intermédiaire 2009 et 2010 et pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance le 31 décembre 2015.
- Le 17 décembre 2010, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente de partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. Sous réserve de certaines conditions, cette entente prévoit que les deux sociétés développeront conjointement les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et reprendront les travaux de construction portant sur l'usine de valorisation Voyageur en vue d'une entrée en exploitation à différentes dates s'échelonnant de 2016 à 2018. La conclusion de la transaction est conditionnelle à l'obtention de certaines approbations, dont celle des organismes de réglementation, et est prévue pour le premier trimestre de 2011. L'exécution des projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn, de même que la poursuite des travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur, requièrent l'approbation de tous les partenaires de ces projets de même que celle du conseil d'administration de Suncor.

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

(en millions de dollars après impôts)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>1 297</b>	476	<b>2 688</b>	1 206
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés <sup>(2)</sup>	<b>(47)</b>	(88)	<b>(233)</b>	499
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(252)</b>	(157)	<b>(372)</b>	(798)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>115</b>	6	<b>103</b>	124
Frais de démarrage de projets	<b>19</b>	10	<b>58</b>	40
Coûts liés au report de projets de croissance	<b>12</b>	83	<b>94</b>	300
Frais de fusion et d'intégration	<b>18</b>	79	<b>79</b>	151
(Gain) perte sur cessions <sup>(3)</sup>	<b>(12)</b>	39	<b>(121)</b>	39
Autres produits <sup>(4)</sup>	<b>(186)</b>	6	<b>(166)</b>	24
Ajustements aux provisions <sup>(5)</sup>	<b>(93)</b>	13	<b>(51)</b>	50
Réductions de valeur et sorties du bilan <sup>(6)</sup>	<b>13</b>	—	<b>317</b>	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion <sup>(7)</sup>	<b>6</b>	—	<b>68</b>	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs <sup>(8)</sup>	—	(148)	—	4
Gain au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada <sup>(9)</sup>	—	—	—	(438)
Effet de la comptabilisation de stocks acquis à leur juste valeur <sup>(10)</sup>	—	—	—	97
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies</b>	<b>890</b>	319	<b>2 464</b>	1 298
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées</b>	<b>56</b>	(19)	<b>883</b>	(60)
Gain lié à des cessions d'activités abandonnées <sup>(3)</sup>	—	—	<b>(689)</b>	—
Réductions de valeur et sorties du bilan d'activités abandonnées <sup>(6)</sup>	—	42	<b>74</b>	42
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total</b>	<b>946</b>	342	<b>2 732</b>	1 280

(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, de l'avis de la direction, ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation et nuisent à la comparabilité du rendement financier sous-jacent d'une période à l'autre. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

(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. Elle détient aussi des instruments dérivés moins importants servant à gérer les risques dans d'autres secteurs et l'ajustement n'en tient pas compte.

(3) Le montant cumulé pour 2010 comprend les ventes d'actifs non essentiels du secteur Gaz naturel et les ventes d'actifs et d'actions du secteur International et extracôtier, un gain à la vente de terrains non prouvés du secteur Gaz naturel ainsi que la vente d'établissements de détail du secteur Raffinage et commercialisation. La perte sur cessions de 2009 se rapporte à une perte constatée lorsqu'un échangeur routier construit par Suncor a été transféré au gouvernement de la province d'Alberta, ainsi qu'à des ajustements à la juste valeur apportés à des actifs acquis dans le cadre de la fusion.

(4) Ce montant représente le paiement de règlement payable à Suncor par suite de la modification des pourcentages de participation dans Terra Nova. Ce paiement sera versé à Suncor à titre de remboursement de certains produits résultant de la majoration de sa participation directe dans Terra Nova (qui est passée de 33,990 % à 37,675 %) avec effet rétroactif au 1<sup>er</sup> février 2005. Le bénéfice d'exploitation des trimestres précédents a été retraité pour rendre compte de la portion respective du montant de règlement attribuable à chacun de ces trimestres.

(5) Ce montant reflète l'incidence d'un recouvrement de redevance découlant d'un avis remis par la Couronne à la Société venant modifier le calcul devant être effectué selon la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2010. En conséquence de cette modification, la Société a réduit sa provision au titre des charges de redevances d'environ 105 millions \$ (après impôts) au quatrième trimestre de 2010. Le bénéfice d'exploitation des trimestres précédents a été retraité afin de soustraire le montant de la

provision comptabilisée initialement pour les trimestres en question. La Société est toujours à négocier les ajustements définitifs au calcul de l'évaluation du bitume pour la période intermédiaire 2009 et 2010 et pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor qui vient à échéance le 31 décembre 2015.

- (6) Le montant cumulatif pour 2010 comprend une réduction de valeur liée à du matériel d'extraction du secteur Sables pétrolifères, une réduction de valeur de certains baux fonciers qui ne sont plus exploités par le secteur Gaz naturel, une réduction de valeur de certains biens de gaz naturel attribuable à la diminution des prix du gaz naturel, un ajustement des stocks de pièces de rechange et des actifs du secteur International et extracôtier dont la valeur comptable a dû être réduite compte tenu du prix de vente convenu.
- (7) Le montant total cumulatif pour 2010 tient compte d'ajustements liés à des engagements défavorables relatifs au transport par pipeline, d'ajustements apportés aux estimations des coûts liés au contrat d'exploration et de partage de production en Libye, d'un forage improductif en Libye, d'un montant radié au titre de terrains non prouvés dans le secteur Gaz naturel et d'une réduction de la provision liée à l'unité de cokéfaction de Montréal.
- (8) Ce montant représente l'incidence d'une augmentation du passif d'impôts futurs attribuable à une modification des impôts sur les bénéfices provinciaux par suite de la fusion.
- (9) Ce montant représente l'incidence de la valeur de règlement présumée attribuée au contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada à la clôture de la fusion.
- (10) Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada ont été vendus au troisième trimestre de 2009, ce qui a donné lieu à une diminution non récurrente du bénéfice.

## Bénéfice d'exploitation par secteur

(millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Activités poursuivies</b>				
Sables pétrolifères	<b>404</b>	189	<b>1 535</b>	1 116
Gaz naturel	<b>(43)</b>	(61)	<b>(137)</b>	(173)
International et extracôtier	<b>280</b>	218	<b>993</b>	362
Raffinage et commercialisation	<b>389</b>	134	<b>782</b>	473
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	<b>(140)</b>	(161)	<b>(709)</b>	(480)
	<b>890</b>	319	<b>2 464</b>	1 298
<b>Activités abandonnées</b>				
Gaz naturel	<b>1</b>	5	<b>49</b>	(14)
International et extracôtier	<b>55</b>	18	<b>219</b>	(4)
	<b>56</b>	23	<b>268</b>	(18)
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total<sup>(1)</sup></b>	<b>946</b>	342	<b>2 732</b>	1 280

(1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

**Volumes de production en amont**

kbpj par jour (kbpj)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Activités poursuivies</b>				
Sables pétrolifères (y compris Syncrude)	<b>363,8</b>	318,2	<b>318,2</b>	306,7
Gaz naturel	<b>71,5</b>	76,8	<b>72,0</b>	47,0
International et extracôtier	<b>170,1</b>	149,5	<b>170,9</b>	58,0
	<b>605,4</b>	544,5	<b>561,1</b>	411,7
<b>Activités abandonnées</b>				
Gaz naturel	<b>1,5</b>	50,6	<b>23,8</b>	27,4
International et extracôtier	<b>18,7</b>	43,1	<b>30,2</b>	16,9
	<b>20,2</b>	93,7	<b>54,0</b>	44,3
<b>Total</b>	<b>625,6</b>	638,2	<b>615,1</b>	456,0

**Volumes de production en aval**

En milliers de mètres cubes par jour	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Volumes de ventes de produits raffinés – total</b>	<b>91,1</b>	82,9	<b>87,8</b>	54,9

**Prix des marchandises – prix de référence**

Trimestres terminés les (moyenne pour la période)	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	
Pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) à Cushing	\$ US/baril	<b>85,20</b>	76,20	78,05	78,70	76,20	68,30	59,60	43,10
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	<b>86,50</b>	76,85	78,30	76,25	74,55	68,25	58,80	44,40
Écart de prix FOB Brent daté/Maya	\$ US/baril	<b>10,85</b>	9,35	10,45	6,50	5,25	5,10	3,75	5,90
Pétrole brut de référence canadien 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	<b>80,70</b>	74,80	76,30	80,45	77,00	70,60	65,30	50,10
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>18,10</b>	15,65	14,05	8,95	12,10	10,10	7,50	8,95
Gaz naturel (prix au comptant en Alberta) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>3,60</b>	3,70	3,85	5,35	4,25	3,00	3,65	5,65
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>12,20</b>	9,60	12,50	7,95	5,55	9,90	10,20	9,60
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>9,20</b>	10,15	11,05	5,65	4,15	7,65	10,15	8,95
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>13,50</b>	16,60	15,50	8,55	5,95	12,80	13,35	13,45
Marge de craquage 3-2-1 sur la côte du golfe du Mexique <sup>(1)</sup>	\$ US/baril	<b>7,80</b>	7,45	9,65	6,75	4,50	6,75	8,40	8,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>0,99</b>	0,96	0,97	0,96	0,94	0,91	0,85	0,80

(1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs sectoriels mesurant la marge sur un baril de pétrole et sur l'essence et les 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.

## Dépenses d'investissement

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 1,8 milliard \$ au quatrième trimestre de 2010, portant ainsi à 5,7 milliards \$ le total engagé pour l'exercice en entier, ce qui est légèrement supérieur à son budget d'investissement initial pour 2010 de 5,5 milliards \$. La majorité des dépenses en immobilisations ont été affectées au fonctionnement fiable et sécuritaire de l'ensemble des installations de la Société et à la poursuite du développement des troisième et quatrième phases d'agrandissement du projet Firebag.

(millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Sables pétrolifères	<b>1 067</b>	734	<b>3 709</b>	2 831
Gaz naturel	<b>57</b>	66	<b>178</b>	320
International et extracôtier	<b>336</b>	456	<b>1 096</b>	666
Raffinage et commercialisation	<b>272</b>	239	<b>667</b>	380
Siège social, activités de négociation de l'énergie et énergie renouvelable	<b>152</b>	61	<b>360</b>	70
Moins les intérêts capitalisés	<b>(98)</b>	(42)	<b>(301)</b>	(136)
<b>Total</b> <sup>(1)</sup>	<b>1 786</b>	1 514	<b>5 709</b>	4 131

(1) Comprend à la fois les activités poursuivies et les activités abandonnées.

En décembre 2010, le conseil d'administration de Suncor a approuvé pour 2011 un plan de dépenses d'investissement de 6,7 milliards \$. De ce montant, une tranche d'environ 2,8 milliards \$ sera affectée au financement des projets de croissance de la Société, principalement au sein de son secteur Sables pétrolifères, et une tranche d'environ 3,9 milliards \$ sera consacrée au maintien des activités courantes, notamment au financement d'importants travaux de maintenance planifiée destinés à rehausser la fiabilité et au déploiement continu de la nouvelle technologie de gestion des résidus. Environ 40 % des investissements de maintien prévus consisteront en des dépenses non récurrentes que la Société ne s'attend pas à engager chaque année. En plus du budget consacré à la poursuite des travaux d'agrandissement des troisième et quatrième phases des installations de Firebag de Suncor, le plan de dépenses d'investissement de 2011 prévoit des investissements dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et dans l'usine de valorisation Voyageur. Il est prévu que ces deux projets, tout comme le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn, seront exécutés dans le cadre d'un partenariat stratégique établi avec Total E&P Canada Ltd. L'exécution des projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn, de même que la poursuite des travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur, requièrent l'approbation de tous les partenaires de ces projets de même que celle du conseil d'administration de Suncor. Des précisions sur les dépenses en immobilisations prévues de Suncor sont fournies dans son communiqué du 17 décembre 2010 ainsi que sur son site Web, à l'adresse [www.suncor.com/guidance](http://www.suncor.com/guidance).

**RÉSULTATS SECTORIELS****Sables pétrolifères**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits nets	<b>2 689</b>	1 986	<b>9 423</b>	6 539
Production (à l'exclusion de Syncrude) (en milliers de barils/jour)	<b>325,9</b>	278,9	<b>283,0</b>	290,6
Production de Syncrude (en milliers de barils/jour)	<b>37,9</b>	39,3	<b>35,2</b>	16,1
Prix de vente moyen – compte tenu de l'incidence des activités de couverture réalisées (à l'exclusion de Syncrude) (en \$/baril) <sup>(1)</sup>	<b>70,95</b>	65,42	<b>69,58</b>	61,66
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>(2)</sup>	<b>795</b>	355	<b>2 769</b>	1 251
Charges d'exploitation décaissées (à l'exclusion de Syncrude) (en \$/baril) <sup>(2)</sup>	<b>36,70</b>	38,70	<b>38,85</b>	33,95
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	<b>31/69</b>	46/54	<b>37/63</b>	47/53

**Rapprochement du bénéfice d'exploitation**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net</b>	<b>487</b>	236	<b>1 492</b>	557
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	<b>(47)</b>	(88)	<b>(233)</b>	499
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>24</b>	—	<b>31</b>	28
Frais de démarrage de projets	<b>19</b>	10	<b>55</b>	40
Coûts liés au report de projets de croissance	<b>12</b>	82	<b>94</b>	299
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	(103)	—	37
(Gain) au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	—	(438)
Effet de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis	—	—	—	5
Pertes sur cessions importantes	<b>2</b>	39	<b>4</b>	39
Réductions de valeur et sorties du bilan	—	—	<b>143</b>	—
Ajustements aux provisions	<b>(93)</b>	13	<b>(51)</b>	50
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>(2)</sup></b>	<b>404</b>	189	<b>1 535</b>	1 116

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

(2) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

Le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 487 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 236 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net supérieur enregistré pour le quatrième trimestre de 2010 par rapport au trimestre correspondant de 2009 rend notamment compte de l'incidence favorable de la reprise d'une provision pour redevances et de la réduction des coûts liés au report de projets de croissance,



facteurs qui ont toutefois été partiellement contrebalancés par une diminution des gains découlant de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques. La reprise de la provision pour redevances découle d'un avis remis par la Couronne à la Société venant modifier le calcul devant être effectué selon la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2010. En conséquence de cette modification, la Société a comptabilisé un recouvrement de redevances d'environ 105 millions \$ (après impôts). Le bénéfice d'exploitation de tous les trimestres compris dans la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2010 a été retraité pour inclure uniquement le montant se rapportant à la période comparative. La Société est toujours à négocier les ajustements définitifs au calcul de l'évaluation du bitume pour la période intermédiaire 2009 et 2010 et pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance le 31 décembre 2015. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2009 tenait compte d'un ajustement favorable de 103 millions \$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Ontario. Pour le quatrième trimestre de 2010, le bénéfice d'exploitation s'est établi à 404 millions \$, contre 189 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. La progression du bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre tient principalement à la hausse de la production et à l'augmentation des prix obtenus, partiellement contrebalancées par l'incidence défavorable de l'accroissement des stocks, les marges qui y sont associées n'étant constatées qu'une fois les stocks vendus.

## Production

La production du secteur Sables pétrolifères (exclusion faite de la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude) a augmenté de 17 % par rapport à celle du quatrième trimestre de 2009. Le secteur a enregistré une production record de 325 900 barils par jour au quatrième trimestre de 2010, grâce au rehaussement de la fiabilité d'exploitation de l'usine de valorisation et à l'augmentation de l'approvisionnement en bitume provenant de l'ensemble des actifs liés aux sables pétrolifères (à la fois les installations d'exploitation minière et les installations d'exploitation *in situ*). La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent avait souffert de l'incendie survenu à l'usine de valorisation 2 en décembre 2009.

La production de Syncrude a reculé de 4 % au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009, en raison surtout des pannes mineures survenues à l'usine de valorisation au cours du trimestre.

## Prix

Le secteur Sables pétrolifères a tiré parti de la hausse des prix de référence du pétrole brut et de la baisse des pertes de couvertures réalisées au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été atténuée par l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les écarts de prix sur le pétrole brut lourd ont été plus prononcés au quatrième trimestre de 2010 en raison des perturbations du service du pipeline d'Enbridge, qui ont restreint la capacité d'exportation de produits du pétrole brut lourd à partir de l'Ouest canadien, ce qui a entraîné une baisse de la demande et une réduction des ventes. Cette situation a eu des répercussions défavorables sur les prix obtenus à la fois pour le brut sulfureux et pour le bitume au quatrième trimestre de 2010.

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. L'approvisionnement en hydrogène et la capacité d'hydrotraitement ont été restreints périodiquement au cours du quatrième trimestre de 2010, ce qui a eu pour effet de réduire la valeur de la gamme de produits.

## Stocks

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur Sables pétrolifères disposait de stocks accumulés importants, en raison des volumes supplémentaires qui ont dû être stockés compte tenu de la restriction de la capacité de transport sur la canalisation principale d'Enbridge. Au quatrième trimestre de 2009, le secteur Sables pétrolifères avait enregistré une réduction significative de ses stocks, les stocks disponibles ayant été vendus pour remplir les engagements auprès des clients après l'incendie survenu à l'usine de valorisation en décembre 2009. L'accroissement des stocks d'un trimestre à l'autre a eu une incidence négative sur le bénéfice, la marge n'étant constatée qu'une fois les stocks vendus.

## Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 1,067 milliard \$ pour le quatrième trimestre de 2010 et 3,709 milliards \$ pour l'exercice en entier. Les dépenses de croissance 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 vers la fin du deuxième trimestre de 2011 et le volume devrait augmenter graduellement par la suite sur une période de 24 mois jusqu'à atteindre la capacité de production prévue de 62 500 barils de bitume par jour. Les dépenses engagées en 2010 ont surtout servi à la construction d'installations de cogénération, d'installations de traitement centralisé et de plateformes d'exploitation.

Les dépenses engagées en 2010 ont également servi aux travaux d'ingénierie, à l'approvisionnement, à la construction et à l'investissement de maintien nécessaires pour assurer l'efficacité de l'activité minière, de la valorisation, de l'extraction et du fonctionnement des actifs *in situ*.

La Société a également engagé des dépenses à l'égard de sa technique de gestion des résidus TRO<sup>MC</sup>. Les activités menées à l'égard de ce projet au cours du quatrième trimestre ont consisté en des travaux d'ingénierie, en l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, en la préparation du site destiné à l'assemblage de la barge et en l'aménagement du couloir du pipeline. Le projet devrait être achevé d'ici la fin de 2012.

## Gaz naturel

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits nets tirés des activités poursuivies	<b>158</b>	181	<b>734</b>	423
Production brute				
Activités poursuivies (en Mpi <sup>3</sup> e par jour)	<b>429</b>	461	<b>432</b>	282
Activités abandonnées (en Mpi <sup>3</sup> e par jour)	<b>9</b>	303	<b>143</b>	164
	<b>438</b>	764	<b>575</b>	446
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies				
Gaz naturel – compte tenu de l'incidence des activités de couverture réalisées (en \$ le kpi <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	<b>3,39</b>	3,92	<b>3,99</b>	3,63
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (en \$ le baril) <sup>(1)</sup>	<b>71,56</b>	65,74	<b>77,37</b>	59,41
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>(2)</sup>	<b>50</b>	70	<b>320</b>	177
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées <sup>(2)</sup>	<b>1</b>	90	<b>125</b>	152

## Rapprochement du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Perte nette liée aux activités poursuivies</b>	<b>(65)</b>	(55)	<b>(277)</b>	(185)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	13	2	9	11
Gains sur cessions	(4)	—	(99)	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	(8)	—	1
Réductions de valeur et sorties du bilan	13	—	174	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	56	—
<b>Perte d'exploitation liée aux activités poursuivies</b>	<b>(43)</b>	(61)	<b>(137)</b>	(173)
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées</b>	<b>(2)</b>	5	<b>506</b>	(14)
Perte (gain) découlant de cessions d'activités abandonnées	3	—	(479)	—
Réductions de valeur et sorties du bilan	—	—	22	—
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total<sup>(2)</sup></b>	<b>(42)</b>	(56)	<b>(88)</b>	(187)

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

(2) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

Le secteur Gaz naturel a inscrit une perte nette liée aux activités poursuivies de 65 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'une perte nette de 55 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. L'augmentation de la perte nette liée aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2010 rend compte notamment de l'incidence d'une réduction de valeur des stocks de pièces de rechange de 13 millions \$ et d'une hausse des coûts liés à la rémunération à base d'actions. La perte nette liée aux activités poursuivies inscrite pour le quatrième trimestre de 2009 tenait compte d'un ajustement favorable de 8 millions \$ associé à une réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Ontario. Les pertes d'exploitation liées aux activités poursuivies se sont chiffrées à 43 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 61 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. La réduction des pertes d'exploitation au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009 est principalement attribuable à la diminution des frais d'exploration qui a résulté du succès des travaux de forage exécutés en 2010, partiellement neutralisée par la diminution des prix de vente moyens du gaz naturel qui a découlé de la baisse du prix de référence du gaz naturel au carrefour AECO.

## Production

La production brute tirée des activités poursuivies a fléchi de 7 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009. Cette diminution est principalement attribuable à l'épuisement naturel.

## Dépenses en immobilisations

Le secteur Gaz naturel a pour principal objectif d'accroître la rentabilité en investissant dans des programmes de forage qui comportent peu de risques en matière d'exploration et qui sont susceptibles d'être reproduits à faible coût ainsi que dans des projets qui prévoient un pourcentage élevé de production de liquides. Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur Gaz naturel a affecté 57 millions \$ aux activités d'exploration et de mise en valeur, portant ainsi le total engagé en 2010 à 178 millions \$, dont une tranche de 8 millions \$ se rapporte à des actifs qui ont été cédés au cours de l'exercice.

Les activités menées en 2010 ont consisté surtout en des projets de gaz non classique, de même qu'en l'acquisition de terrains dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur Gaz naturel a entrepris deux nouveaux programmes de forage : l'un dans la zone Ferrier, dans le centre de l'Alberta, et l'autre à Pouce Coupe, dans l'ouest de l'Alberta. Le raccordement des premiers puits de ces deux programmes devrait s'effectuer au cours du premier trimestre de 2011.

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, 324 puits ont été forés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010. La production totale dans cette zone s'est chiffrée à 72 Mpi<sup>3</sup>e par jour au quatrième trimestre de 2010.

### International et extracôtier

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits nets tirés des activités poursuivies	<b>1 501</b>	861	<b>4 323</b>	1 217
Production tirée des activités poursuivies (en kbep/j)				
Côte Est du Canada	<b>62,9</b>	63,6	<b>68,6</b>	24,3
Royaume-Uni (Buzzard)	<b>55,6</b>	59,9	<b>55,5</b>	20,0
Lybie	<b>34,7</b>	26,0	<b>35,2</b>	13,7
Syrie	<b>16,9</b>	—	<b>11,6</b>	—
Production tirée des activités poursuivies (en kbep/j)	<b>170,1</b>	149,5	<b>170,9</b>	58,0
Production tirée des activités abandonnées (en kbep/j)	<b>18,7</b>	43,1	<b>30,2</b>	16,9
Production totale (en kbep/j)	<b>188,8</b>	192,6	<b>201,1</b>	74,9
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies <sup>(1)</sup>				
Côte Est du Canada (en \$/baril)	<b>87,12</b>	77,71	<b>80,20</b>	76,86
Royaume-Uni (Buzzard) (en \$/bep)	<b>85,46</b>	68,71	<b>77,91</b>	69,53
Autres – International (en \$/bep)	<b>83,06</b>	79,06	<b>78,07</b>	77,53
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>(2)</sup>	<b>885</b>	500	<b>2 512</b>	738
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées <sup>(2)</sup>	<b>13</b>	158	<b>367</b>	213
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>(2)</sup>	<b>898</b>	658	<b>2 879</b>	951

## Rapprochement du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>452</b>	230	<b>1 114</b>	323
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	14	2	14	10
Autres produits	(186)	6	(166)	24
Frais de démarrage de projets	—	—	3	—
Incidence de l'ajustement des taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	(20)	—	(20)
Effet de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis	—	—	—	25
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	28	—
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies</b>	<b>280</b>	218	<b>993</b>	362
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées</b>	<b>58</b>	(24)	<b>377</b>	(46)
Gains liés à des cessions d'activités abandonnées	(3)	—	(210)	—
Réductions de valeurs et sorties du bilan	—	42	52	42
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total<sup>(2)</sup></b>	<b>335</b>	236	<b>1 212</b>	358

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

(2) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

(3) Les résultats de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009 tiennent compte de Suncor après la fusion pendant cinq mois. La production totale pour cette période de cinq mois s'est chiffrée à 178,8 bep par jour.

Pour le quatrième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a inscrit un bénéfice net lié aux activités poursuivies de 452 millions \$, en comparaison de 230 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2010 tient compte de l'incidence du paiement de règlement payable à Suncor par suite de la modification des pourcentages de participation dans Terra Nova, qui a fait passer de 33,990 % à 37,675 % la participation directe de Suncor dans ce champ pétrolifère. Cette modification de la participation directe a été finalisée en décembre 2010, conformément aux modalités de l'entente de développement et d'exploitation de Terra Nova. Le paiement de 220 millions \$ (après impôts) sera versé à Suncor en guise de remboursement de certains revenus résultant de la majoration de la participation de celle-ci dans Terra Nova, avec effet rétroactif au 1<sup>er</sup> février 2005 et pour la période allant de cette date jusqu'au 31 décembre 2010. Le bénéfice d'exploitation de chacun des trimestres compris dans la période allant du 1<sup>er</sup> février 2005 au 31 décembre 2010 a été retraité de façon à inclure uniquement la portion du paiement se rapportant à la période comparative en question. Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies s'est établi à 280 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 218 millions \$ au quatrième trimestre de 2009. La progression du bénéfice lié aux activités poursuivies est attribuable à l'accroissement de la production et à la hausse des prix de vente qu'a entraînée l'augmentation des prix de référence.

## Production

Dans l'ensemble, la production tirée des activités poursuivies a été plus élevée de 14 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009, en raison surtout de l'entrée en production des installations en Syrie au cours du deuxième trimestre de 2010.

## Dépenses en immobilisations

### Côte Est du Canada

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a affecté aux activités liées à la côte Est du Canada des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 81 millions \$, portant de ce fait à 264 millions \$ les dépenses totales engagées au cours de l'exercice. Ces dépenses ont été affectées principalement aux zones White Rose et Hibernia, ainsi qu'aux travaux de forage exploratoire dans la zone Ballicatters.

Le forage de développement de 11 puits dans la portion North Amethyst de la zone White Rose devrait se poursuivre jusqu'à la fin de 2012, qui devrait être l'année de production optimale.

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

Des dépenses en immobilisations demeurent engagées à l'égard du projet d'extension Hibernia South, où la toute première production est prévue pour le deuxième trimestre de 2011.

Le contrat des travaux d'ingénierie préliminaire et d'ingénierie-approvisionnement-construction des installations de surface pour la plateforme Hebron a été octroyé en septembre 2010. La demande d'approbation du plan de développement devrait être déposée au cours du premier trimestre de 2011 et la toute première production pétrolière devrait avoir lieu en 2017.

### International

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a consacré aux activités internationales des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 255 millions \$, ce qui porte le cumul annuel des dépenses engagées à 832 millions \$, dont une tranche de 169 millions \$ se rapporte à des actifs qui ont été cédés au cours de l'exercice. Les dépenses ont essentiellement servi au forage de développement au Royaume-Uni, en Libye et en Syrie, de même qu'au forage d'exploration en Lybie et en Norvège.

Le projet d'amélioration à Buzzard a démarré au milieu d'octobre 2010 et il est prévu que la production augmentera graduellement jusqu'au premier trimestre de 2011. Le projet comprend l'installation d'une quatrième plateforme dotée d'un matériel capable de traiter le pétrole à teneur élevée en soufre.

L'évaluation du puits d'appréciation 34/4-13S de Beta Statfjord, situé dans le nouveau gisement récemment découvert dans la zone Beta Brent visée par notre permis d'exploitation PL375, a été menée à bien avec succès. Une évaluation plus poussée du puits sera nécessaire pour délimiter avec davantage de précision cette découverte.

L'acquisition de données s'est poursuivie en 2010 dans le cadre de deux levés sismiques liés aux contrats d'exploration et de partage de production en Libye. L'acquisition des données sismiques se poursuivra jusqu'au premier trimestre de 2011.

**Raffinage et commercialisation**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits	<b>5 826</b>	4 743	<b>21 062</b>	11 851
Volumes de ventes de produits raffinés (en milliers de mètres cubes par jour)				
Essence	<b>41,2</b>	41,4	<b>41,1</b>	27,6
Distillats	<b>36,9</b>	29,5	<b>30,9</b>	18,3
Autres, y compris les produits pétrochimiques	<b>13,0</b>	12,0	<b>15,8</b>	9,0
Total des ventes de produits raffinés	<b>91,1</b>	82,9	<b>87,8</b>	54,9
Pétrole brut traité par Suncor (en milliers de mètres cubes par jour)	<b>66,2</b>	61,7	<b>65,1</b>	63,2
Utilisation de la capacité de raffinage <sup>(1)</sup>	<b>94 %</b>	90 %	<b>92 %</b>	92 %
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>(2)</sup>	<b>619</b>	258	<b>1 536</b>	921

**Rapprochement du bénéfice d'exploitation**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net</b>	<b>372</b>	151	<b>801</b>	407
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>27</b>	1	<b>29</b>	17
Coûts liés au report de projets de croissance	—	1	—	1
Incidence de l'ajustement des taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	(19)	—	(19)
Effet de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur	—	—	—	67
Gains sur cessions	<b>(10)</b>	—	<b>(26)</b>	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	<b>(22)</b>	—
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>(2)</sup></b>	<b>389</b>	134	<b>782</b>	473

(1) L'utilisation de la capacité de raffinage pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009 reflète les résultats d'exploitation depuis la fusion.

(2) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé un bénéfice net de 372 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, contre 151 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2010 tient compte de coûts de 27 millions \$ liés à la rémunération à base d'actions et d'un gain de 10 millions \$ lié à des cessions de sites de vente au détail réalisées au cours du trimestre. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2009 tenait compte d'un ajustement favorable de 19 millions \$ lié à la réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Ontario. Le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2010 s'est établi à 389 millions \$, en comparaison de 134 millions \$ au quatrième trimestre de 2009. La progression du bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre de 2010 découle avant tout de l'amélioration de l'efficacité et de la fiabilité des opérations, de l'accroissement des volumes et de l'augmentation des marges, ces facteurs favorables ayant toutefois été partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation.

### **Marges**

Les marges ont sensiblement augmenté au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009. Étant donné l'accroissement de la production, les activités de raffinage et d'approvisionnement ont bénéficié d'un contexte commercial plus favorable au quatrième trimestre de 2010 qu'au quatrième trimestre de 2009, grâce à des marges de craquage plus élevées dans l'ensemble des principaux marchés et à une plus forte demande pour les produits. La raffinerie de Sarnia a subi les contrecoups de la panne du pipeline d'Enbridge, qui a restreint la capacité d'exportation des produits de brut sulfureux à plus faible coût en provenance de l'Ouest canadien et a nécessité le traitement de brut extracôtier plus coûteux. La raffinerie d'Edmonton a bénéficié de la diminution du coût des charges d'alimentation qui a découlé de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd et le pétrole brut synthétique léger et sulfureux.

### **Volumes**

Le total des ventes de produits raffinés a augmenté de 10 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009 grâce à l'amélioration de la fiabilité opérationnelle et au raffermissement de la demande pour les produits. Dans l'ensemble, le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 94 % au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 90 % au quatrième trimestre de 2009. Cette augmentation découle d'une réduction des révisions planifiées aux fins de maintenance et d'une exploitation plus fiable et continue. Au quatrième trimestre de 2010, la raffinerie de Sarnia a continué de subir les répercussions négatives de la panne du pipeline d'Enbridge, qui a limité l'accès au brut et restreint l'utilisation de la raffinerie. Cette contrainte de capacité a cependant été compensée par l'utilisation accrue de la raffinerie de Montréal, qui a permis de maintenir l'approvisionnement pour l'Ontario.

Les volumes de ventes dans l'ensemble du réseau ont été légèrement plus élevés au quatrième trimestre de 2010 qu'au quatrième trimestre de 2009. Les fortes ventes réalisées tant au sein du réseau de vente au détail qu'au sein du réseau de vente en gros ont été partiellement contrebalancées par la perte de volume qui a découlé de la cession de sites dans le cadre de la fusion.

### **Dépenses en immobilisations**

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 272 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, l'essentiel ayant été affecté aux révisions planifiées et aux autres projets de raffinage.

Pour l'exercice en entier, les dépenses ont totalisé 667 millions \$ et ont surtout été axées sur les actifs de raffinage. Des révisions ont été menées à bien dans l'ensemble des usines de raffinage et de lubrifiants au cours de l'exercice afin d'assurer le maintien de la sécurité et de la fiabilité de l'exploitation.



## 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 auprès de tiers 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 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>51</b>	(86)	<b>(442)</b>	104
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(252)</b>	(157)	<b>(372)</b>	(798)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>36</b>	1	<b>19</b>	58
Frais de fusion et d'intégration	<b>25</b>	79	<b>86</b>	151
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	2	—	5
<b>Perte d'exploitation<sup>(1)</sup></b>	<b>(140)</b>	(161)	<b>(709)</b>	(480)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation<sup>(1)</sup></b>				
Énergie renouvelable	<b>6</b>	6	<b>33</b>	29
Négociation de l'énergie	<b>28</b>	23	<b>53</b>	44
Siège social	<b>(175)</b>	(195)	<b>(808)</b>	(460)
Éliminations	<b>1</b>	5	<b>13</b>	(93)
	<b>(140)</b>	(161)	<b>(709)</b>	(480)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>(1)</sup></b>	<b>(219)</b>	(302)	<b>(973)</b>	(653)

(1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte de 140 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'une perte d'exploitation de 161 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009.

Les activités liées à l'énergie renouvelable ont rapporté un bénéfice d'exploitation de 6 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, tout comme à la période correspondante de 2009.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités de négociation de l'énergie s'est établi à 28 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 23 millions \$ pour le trimestre correspondant de 2009. Le gain réalisé au quatrième trimestre de 2010 découle du fait que des produits de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien ont été achetés à des écarts de prix importants par rapport au WTI puis ont été transportés vers des marchés plus favorables. Au quatrième trimestre de 2009, des gains physiques réalisés sur des stocks de brut avaient eu une incidence positive sur les résultats.

Le segment Siège social a affiché une perte d'exploitation de 175 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 195 millions \$ au quatrième trimestre de 2009. Cette diminution de la perte d'exploitation est principalement attribuable à la baisse de la charge d'intérêts qui a découlé de l'augmentation des intérêts capitalisés au quatrième trimestre de 2010.

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.

### **Dépenses en immobilisations**

Les dépenses en immobilisations du segment Siège social se sont chiffrées à 152 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010 et à 360 millions \$ pour l'ensemble de l'exercice. Les dépenses ont surtout été destinées à l'intégration des activités acquises et au développement de l'énergie renouvelable.

Des 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 Wintering Hills s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2010 et devrait s'achever avant la fin de 2011. À sa capacité maximale, l'installation 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 construction s'est également poursuivie à l'installation de production d'énergie éolienne de Kent Breeze au cours du quatrième trimestre de 2010. Les travaux de construction devraient être achevés d'ici la mi-2011.

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 s'est terminé en janvier 2011, permet de doubler cette capacité pour la porter à 400 millions de litres par année.

### **MISE EN GARDE CONCERNANT LES 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. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts des mesures de rendement établies conformément aux PCGR du Canada.

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

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.

### **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, de l'avis de la direction, ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation et 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 parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts.

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

	Trimestres terminés les 31 décembre				Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre			
	2010		2009		2010		2009	
	en millions de dollars	en \$/baril	en millions de dollars	en \$/baril	en millions de dollars	en \$/baril	en millions de dollars	en \$/baril
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>(2)</sup>	<b>1 271</b>		1 300		<b>4 545</b>		4 277	
(Moins) les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>(109)</b>		(133)		<b>(473)</b>		(199)	
(Moins) les autres coûts non liés à la production <sup>(3)</sup>	<b>(62)</b>		(174)		<b>(60)</b>		(479)	
<b>Charges d'exploitation décaissées</b>	<b>1 100</b>	<b>36,70</b>	993	38,70	<b>4 012</b>	<b>38,85</b>	3 599	33,95

(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.

(3) Les autres ajustements comprennent des éléments comme les coûts de mise en veilleuse (c.-à-d. les coûts engagés pour interrompre temporairement un projet de croissance ou le maintenir dans un état sécuritaire) et les coûts liés aux variations des stocks, à la rémunération à base d'actions, aux swaps sur le gaz, à la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et au bitume importé (à l'exclusion des autres achats de produits importés). Pour le trimestre terminé le 31 décembre, les autres coûts non liés à la production ont été moins élevés en 2010 comparativement à en 2009, en raison surtout de la baisse des coûts de mise en veilleuse (101 millions \$). Pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre, les autres coûts non liés à la production ont été moins élevés en 2010 qu'en 2009, en raison surtout de la baisse des coûts de mise en veilleuse (254 millions \$) et de la hausse des coûts liés au bitume importé (67 millions \$).

## 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 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		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
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	487	236	(65)	(55)	452	230	372	151	51	(86)	1 297	476
Ajustements au titre des éléments suivants :												
Amortissement et épuiement	297	300	126	113	302	218	123	114	26	12	874	757
Impôts futurs	144	(103)	(22)	(31)	103	34	133	4	(64)	(18)	294	(114)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	29	9	6	7	7	—	—	—	—	46	42
(Gain non réalisé) perte non réalisée découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	(290)	(201)	(290)	(201)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(66)	(28)	—	1	—	—	—	5	34	(37)	(32)	(59)
Perte (gain) à la cession d'actifs	3	53	(6)	—	2	—	(11)	1	38	—	26	54
Rémunération à base d'actions	12	14	16	4	18	1	30	5	38	10	114	34
Gain au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres	(112)	(146)	(11)	(8)	(2)	7	(28)	(22)	(52)	18	(205)	(151)
Frais d'exploration	—	—	3	40	3	3	—	—	—	—	6	43
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>795</b>	<b>355</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>885</b>	<b>500</b>	<b>619</b>	<b>258</b>	<b>(219)</b>	<b>(302)</b>	<b>2 130</b>	<b>881</b>
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1</b>	<b>90</b>	<b>13</b>	<b>158</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>14</b>	<b>248</b>
<b>Total des flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>795</b>	<b>355</b>	<b>51</b>	<b>160</b>	<b>898</b>	<b>658</b>	<b>619</b>	<b>258</b>	<b>(219)</b>	<b>(302)</b>	<b>2 144</b>	<b>1 129</b>

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		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
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	<b>1 492</b>	557	<b>(277)</b>	(185)	<b>1 114</b>	323	<b>801</b>	407	<b>(442)</b>	104	<b>2 688</b>	1 206
Ajustements au titre des éléments suivants :												
Amortissement et épuiement	<b>1 318</b>	922	<b>773</b>	287	<b>1 172</b>	299	<b>475</b>	317	<b>75</b>	35	<b>3 813</b>	1 860
Impôts futurs	<b>484</b>	(643)	<b>(96)</b>	(47)	<b>108</b>	48	<b>261</b>	99	<b>(202)</b>	(85)	<b>555</b>	(628)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>120</b>	111	<b>29</b>	14	<b>27</b>	10	<b>2</b>	1	—	—	<b>178</b>	136
(Gain non réalisé) perte non réalisée découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	<b>(426)</b>	(858)	<b>(426)</b>	(858)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	<b>(316)</b>	960	—	—	—	—	—	(14)	<b>31</b>	34	<b>(285)</b>	980
Perte (gain) à la cession d'actifs	<b>14</b>	70	<b>(132)</b>	(20)	<b>2</b>	—	<b>(30)</b>	16	<b>39</b>	—	<b>(107)</b>	66
Rémunération à base d'actions	<b>48</b>	90	<b>12</b>	19	<b>18</b>	12	<b>40</b>	35	<b>(4)</b>	106	<b>114</b>	262
Gain au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	(438)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(438)
Autres	<b>(391)</b>	(378)	<b>(6)</b>	(11)	<b>8</b>	40	<b>(13)</b>	60	<b>(44)</b>	11	<b>(446)</b>	(278)
Frais d'exploration	—	—	<b>17</b>	120	<b>63</b>	6	—	—	—	—	<b>80</b>	126
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>2 769</b>	1 251	<b>320</b>	177	<b>2 512</b>	738	<b>1 536</b>	921	<b>(973)</b>	(653)	<b>6 164</b>	2 434
<b>Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées</b>	—	—	<b>125</b>	152	<b>367</b>	213	—	—	—	—	<b>492</b>	365
<b>Total des flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>2 769</b>	1 251	<b>445</b>	329	<b>2 879</b>	951	<b>1 536</b>	921	<b>(973)</b>	(653)	<b>6 656</b>	2 799

## Mise en garde – renseignements de nature prospective

Le présent rapport aux actionnaires 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 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 formulés dans le présent rapport aux actionnaires font référence aux éléments suivants :

- L'entente de partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. et l'attente selon laquelle les deux sociétés développeront les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et redémarreront la construction de l'usine de valorisation Voyageur, les dates d'entrée en exploitation ciblées allant de 2016 à 2018;
- Le plan de dépenses d'investissement de Suncor pour 2011, notamment son intention d'affecter environ 2,8 milliards \$ au financement de projets de croissance (y compris les troisième et quatrième phases d'agrandissement de Firebag et l'investissement dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et l'usine de valorisation Voyageur), principalement au sein de son secteur Sables pétrolifères, et d'affecter la tranche restante de 3,9 milliards \$ au maintien des activités courantes, notamment aux importants travaux de maintenance planifiée destinés à assurer la fiabilité et au déploiement continu de la nouvelle technologie de gestion des résidus;
- L'intention d'affecter environ 40 % des dépenses de maintien prévues pour 2011 à des dépenses non récurrentes annuellement;
- L'agrandissement planifié de la phase 3 de Firebag, notamment la prévision que l'installation entrera en production au deuxième trimestre de 2011 et que le volume augmentera graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois pour atteindre 62 500 barils de bitume par jour;
- L'échéancier du projet de mise en œuvre de la technologie TRO<sup>MC</sup> de Suncor (devant être achevé d'ici la fin de 2012);
- Les programmes de forage de Suncor menés dans la région de Ferrier, dans le centre de l'Alberta, et à Pouce Coupe, dans l'ouest de l'Alberta, notamment l'intention de la Société de commencer le raccordement des puits de ces projets au cours du premier trimestre de 2011;
- Le forage de développement portant sur la zone North Amethyst de White Rose et la prévision que la production optimale sera atteinte vers la fin de 2012;
- La prévision que la production débutera i) au cours du deuxième trimestre de 2011 à West White Rose et ii) en 2017 à Hebron;
- Le projet d'extension Hibernia South et la prévision que la première production sera tirée au deuxième trimestre de 2011;
- La prévision que la production dégagée du projet d'amélioration à Buzzard continuera d'augmenter jusqu'au premier trimestre de 2011;
- Les plans concernant le projet d'énergie éolienne à Wintering Hills, notamment la date cible de sa réalisation (fin 2011) et la prévision que le projet pourra produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 35 000 maisons en Alberta et compenser 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année;
- L'échéancier du projet d'énergie éolienne Kent Breeze (devant être achevé d'ici à la mi-2011).

Le présent rapport aux actionnaires renferme également des énoncés et des renseignements de nature prospective concernant la clôture prévue de la transaction proposée avec Total E&P Canada Ltd., notamment concernant la date prévue de cette clôture. Suncor a formulé ces prévisions en se fondant sur certaines hypothèses qu'elle juge raisonnables à l'heure actuelle, notamment des hypothèses quant au moment où elle obtiendra les approbations nécessaires des organismes de réglementation, des tribunaux et des autres tiers et quant au délai requis pour remplir toutes les conditions préalables à la clôture de la transaction. Les dates prévues pourraient changer pour plusieurs raisons, y compris des délais imprévus dans l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation ou d'autres tiers ou encore des délais occasionnés par l'incapacité de réunir toutes les conditions préalables à la clôture aussi rapidement que prévu. Il se pourrait que la clôture de la transaction n'ait pas lieu aux dates prévues ou, même, qu'elle n'ait pas lieu du tout. Ainsi, en conséquence de tous les facteurs précités, les lecteurs ne devraient pas accorder une importance indue aux énoncés et aux renseignements prospectifs relatifs à cette transaction figurant dans le présent rapport aux actionnaires.

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

Facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères :

- Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.
- Notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et de financer les investissements de maintien dans un contexte de volatilité du prix des marchandises.

- *Approvisionnement en bitume. La non-disponibilité de bitume venant des tiers, la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations in situ pourraient avoir une incidence sur les objectifs de production.*
- *La performance des installations récemment mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage d'un nouveau matériel sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance imprévues.*
- *Notre capacité de gérer les coûts de production. Les charges 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 (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume). Bien que les régimes fiscaux en Alberta et au Canada soient généralement stables comparativement à ceux de nombreux territoires à l'échelle internationale, le traitement aux fins des redevances et des impôts est soumis à un examen périodique dont le résultat n'est pas prévisible et qui peut entraîner des changements importants dans les investissements planifiés de la Société et les taux de rendement des investissements existants.*
- *Nos relations avec les syndicats. Les conflits de travail peuvent avoir une incidence négative sur les activités et les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères.*

*Facteurs influant sur les activités de notre secteur Gaz naturel :*

- *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 nous vendons des actifs.*
- *L'accessibilité et le coût des droits miniers. La demande du marché influe sur le coût et la disponibilité des occasions liées aux baux d'exploitation minière et aux acquisitions.*
- *Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques, qui peuvent abrégier la période de forage 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 en Ontario, de notre raffinerie de Sarnia, de notre raffinerie de Commerce City, de notre raffinerie de Montréal, de certaines de nos activités liées aux lubrifiants, de certaines de nos activités liées aux terminaux et de Sun-Canadian Pipeline Company Limited sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Toute interruption de travail de la part de nos employés ou des travailleurs à forfait participant à nos projets ou activités pourrait avoir un effet préjudiciable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

#### Autres risques, incertitudes et facteurs

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

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



**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 31 décembre		
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>1,37</b>	0,72
Exercices terminés les 31 décembre		
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>4,26</b>	2,34
<b>Ratios</b>		
Exercices terminés les 31 décembre		
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(2)</sup>	<b>10,1</b>	2,6
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(3)</sup>	<b>7,4</b>	1,8
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois) <sup>(4)</sup>	<b>1,7</b>	4,8
Ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Bénéfice net <sup>(5)</sup>	<b>8,4</b>	3,0
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(6)</sup>	<b>11,9</b>	7,2
Au 31 décembre		
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en pourcentage) <sup>(7)</sup>	<b>25</b>	29
<b>Information sur les actions ordinaires</b>		
Au 31 décembre		
Cours de l'action à la clôture du marché		
Bourse de Toronto – en \$ CA	<b>38,28</b>	37,21
Bourse de New York – en \$ US	<b>38,29</b>	35,31
Options sur actions ordinaires en cours (en milliers)	<b>67 638</b>	72 024
Exercices terminés les 31 décembre		
Nombre moyen en circulation, pondéré mensuellement (en milliers)	<b>1 562 285</b>	1 197 710

*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) Bénéfice net (3 491 millions \$ en 2010; 637 millions \$ en 2009) après ajustement pour tenir compte des produits de financement après impôts (80 millions \$ en 2010; 509 millions \$ en 2009), divisé par le capital moyen investi (34 510 millions \$ en 2010; 24 473 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 sur une base moyenne pondérée.
- (3) Capital moyen investi, y compris les projets majeurs en cours (47 399 millions \$ en 2010; 35 128 millions \$ en 2009).
- (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 12 mois terminées les	
	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
<b>SABLES PÉTROLIFÈRES</b>							
<b>Production (kb/j)</b>							
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)	<b>325,9</b>	306,6	295,5	202,3	278,9	<b>283,0</b>	290,6
Firebag (kb/j de bitume)	<b>52,9</b>	50,4	55,7	55,7	51,1	<b>53,6</b>	49,1
MacKay River (kb/j de bitume)	<b>32,9</b>	28,8	32,5	31,8	31,7	<b>31,5</b>	29,7**
Syncrude	<b>37,9</b>	31,7	38,9	32,3	39,3	<b>35,2</b>	38,5**
<b>Ventes (kb/j) (à l'exclusion de Syncrude)</b>							
Brut léger peu sulfureux	<b>84,5</b>	84,5	99,0	61,0	100,8	<b>82,3</b>	99,6
Diesel	<b>12,2</b>	25,8	30,7	12,9	31,4	<b>20,4</b>	29,1
Brut léger sulfureux	<b>189,8</b>	165,8	143,1	80,5	142,4	<b>145,2</b>	135,7
Bitume	<b>24,9</b>	21,2	37,4	42,3	13,0	<b>31,4</b>	11,8
<b>Total des ventes</b>	<b>311,4</b>	297,3	310,2	196,7	287,6	<b>279,3</b>	276,2
<b>Prix de vente moyen<sup>(1)</sup> (\$/b) (à l'exclusion de Syncrude)</b>							
Brut léger peu sulfureux*	<b>83,02</b>	75,49	77,55	80,84	77,71	<b>79,03</b>	67,26
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	<b>70,29</b>	66,39	68,53	69,53	72,93	<b>68,63</b>	64,18
Total*	<b>73,75</b>	68,97	71,41	73,03	74,61	<b>71,69</b>	65,29
Total	<b>70,95</b>	67,53	69,79	70,21	65,42	<b>69,58</b>	61,66
Prix de vente moyen – Syncrude <sup>(1)</sup> (\$/b)	<b>84,40</b>	78,83	77,32	83,21	78,81	<b>80,93</b>	77,36
<b>Charges d'exploitation – total des activités (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>34,35</b>	32,45	31,70	46,50	35,10	<b>35,30</b>	31,50
Gaz naturel	<b>2,30</b>	1,10	3,55	5,40	3,40	<b>2,85</b>	2,40
Bitume importé	<b>0,05</b>	0,05	0,65	2,95	0,20	<b>0,70</b>	0,05
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(2)</sup></b>	<b>36,70</b>	33,60	35,90	54,85	38,70	<b>38,85</b>	33,95
Frais de démarrage de projets	<b>0,95</b>	0,75	0,55	0,55	0,50	<b>0,70</b>	0,45
<b>Total des charges d'exploitation décaissées<sup>(3)</sup></b>	<b>37,65</b>	34,35	36,45	55,40	39,20	<b>39,55</b>	34,40
Amortissement et épousement	<b>8,80</b>	9,00	15,35	12,65	10,00	<b>11,25</b>	8,00
<b>Total des charges d'exploitation<sup>(4)</sup></b>	<b>46,45</b>	43,35	51,80	68,05	49,20	<b>50,80</b>	42,40
<b>Charges d'exploitation – Syncrude*** (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>32,85</b>	39,20	28,75	39,60	29,65	<b>34,70</b>	29,60
Gaz naturel	<b>3,05</b>	2,75	2,85	4,50	3,45	<b>3,25</b>	2,90
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(2)</sup></b>	<b>35,90</b>	41,95	31,60	44,10	33,10	<b>37,95</b>	32,50
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total des charges d'exploitation décaissées<sup>(3)</sup></b>	<b>35,90</b>	41,95	31,60	44,10	33,10	<b>37,95</b>	32,50
Amortissement et épousement	<b>9,65</b>	14,85	11,35	13,70	11,80	<b>12,20</b>	12,15
<b>Total des charges d'exploitation<sup>(4)</sup></b>	<b>45,55</b>	56,80	42,95	57,80	44,90	<b>50,15</b>	44,65
<b>Charges d'exploitation – production de bitume in situ seulement (\$/b)</b>							
Charges décaissées	<b>16,50</b>	17,15	13,65	12,30	14,25	<b>14,85</b>	14,55
Gaz naturel	<b>4,80</b>	5,25	5,05	7,05	6,05	<b>5,55</b>	5,70
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(5)</sup></b>	<b>21,30</b>	22,40	18,70	19,35	20,30	<b>20,40</b>	20,25
Frais de démarrage de projets	<b>3,35</b>	2,50	1,45	0,95	1,35	<b>2,05</b>	1,35
<b>Total des charges d'exploitation décaissées<sup>(6)</sup></b>	<b>24,65</b>	24,90	20,15	20,30	21,65	<b>22,45</b>	21,60
Amortissement et épousement	<b>5,20</b>	5,90	4,70	5,05	6,65	<b>5,20</b>	6,35
<b>Total des charges d'exploitation<sup>(7)</sup></b>	<b>29,85</b>	30,80	24,85	25,35	28,30	<b>27,65</b>	27,95

Se reporter à la page 31 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

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

(non vérifié)

	Trimestres terminés les				Périodes de 12 mois terminées les		
	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
<b>GAZ NATUREL</b>							
<b>Production brute</b>							
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)							
Activités poursuivies	<b>399</b>	380	398	419	424	<b>399</b>	262
Activités abandonnées	<b>8</b>	120	138	230	250	<b>123</b>	135
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)							
Activités poursuivies	<b>4,9</b>	5,4	5,5	6,2	6,2	<b>5,5</b>	3,3
Activités abandonnées	<b>0,2</b>	2,2	2,8	7,8	8,8	<b>3,3</b>	4,8
Production brute totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)							
Activités poursuivies	<b>429</b>	412	431	456	461	<b>432</b>	282
Activités abandonnées	<b>9</b>	134	155	277	303	<b>143</b>	164
<b>Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies</b> <sup>(1)</sup>							
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,39</b>	3,66	3,42	5,34	3,92	<b>3,99</b>	3,63
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )*	<b>3,39</b>	3,66	3,42	5,34	3,91	<b>3,99</b>	3,62
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	<b>71,56</b>	68,03	82,82	74,71	65,74	<b>77,37</b>	59,41

Se reporter à la page 31 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

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

(non vérifié)

	Trimestres terminés les					Périodes de 12 mois terminées les	
	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009**
<b>INTERNATIONAL ET EXTRACÔTIER</b>							
<b>Côte Est du Canada</b>							
<b>Production (kb/j)</b>							
Terra Nova	19,0	17,2	27,2	29,6	24,0	23,2	20,8
Hibernia	30,9	32,3	30,1	30,2	26,3	30,9	27,2
White Rose	13,0	16,8	13,3	14,8	13,3	14,5	10,0
<b>Production totale</b>	<b>62,9</b>	<b>66,3</b>	<b>70,6</b>	<b>74,6</b>	<b>63,6</b>	<b>68,6</b>	<b>58,0</b>
<b>Prix de vente moyen</b> <sup>(1)</sup> (\$/b)	<b>87,12</b>	<b>78,78</b>	<b>76,88</b>	<b>78,69</b>	<b>77,71</b>	<b>80,20</b>	<b>76,86</b>
<b>International</b>							
<b>Production (kbep/j)</b>							
<i>Mer du Nord</i>							
Buzzard	55,6	58,6	49,3	58,6	59,9	55,5	47,8
Production liée aux activités abandonnées	18,7	25,2	22,7	27,5	31,1	23,5	28,7
Total – mer du Nord	74,3	83,8	72,0	86,1	91,0	79,0	76,5
<i>Autres – International</i>							
Libye	34,7	35,4	35,4	35,4	26,0	35,2	32,6
Syrie****	16,9	16,5	12,8	—	—	11,6	—
Production liée aux activités abandonnées	—	4,2	11,1	11,7	12,0	6,7	11,7
Total – autres – International	51,6	56,1	59,3	47,1	38,0	53,5	44,3
<b>Production totale</b>	<b>125,9</b>	<b>139,9</b>	<b>131,3</b>	<b>133,2</b>	<b>129,0</b>	<b>132,5</b>	<b>120,8</b>
<b>Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies</b> <sup>(1)</sup> (\$/bep)							
Buzzard	85,46	75,60	78,57	72,36	68,71	77,91	69,53
Autres – International	83,06	74,90	76,14	73,40	79,06	78,07	77,53
<b>Production totale – International et extracôtier</b> (kbep/j)	<b>188,8</b>	<b>206,2</b>	<b>201,9</b>	<b>207,8</b>	<b>192,6</b>	<b>201,1</b>	<b>178,8</b>

Se reporter à la page 31 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

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

(non vérifié)

	Trimestres terminés les					Périodes de 12 mois terminées les	
	<b>31 déc.</b> <b>2010</b>	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	<b>31 déc.</b> <b>2010</b>	31 déc. 2009
<b>RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION</b>							
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>							
<b>Ventes de produits raffinés</b> (milliers de m <sup>3</sup> /j)							
Carburants de transport							
Essence	<b>22,9</b>	22,5	22,5	21,0	23,0	<b>22,2</b>	14,6
Distillats	<b>13,7</b>	11,7	12,5	12,3	13,9	<b>12,4</b>	8,8
Total des ventes de carburants de transport	<b>36,6</b>	34,2	35,0	33,3	36,9	<b>34,6</b>	23,4
Produits pétrochimiques							
Asphalte	<b>2,4</b>	2,5	2,8	2,2	1,2	<b>2,5</b>	0,8
Autres	<b>5,3</b>	3,7	3,0	1,8	2,0	<b>2,7</b>	1,5
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>46,7</b>	46,4	46,8	41,6	42,0	<b>45,3</b>	27,7
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>							
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	<b>29,7</b>	30,7	30,6	31,0	28,3	<b>30,5</b>	29,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	<b>87</b>	90	90	91	83	<b>89</b>	87
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>							
<b>Ventes de produits raffinés</b> (milliers de m <sup>3</sup> /j)							
Carburants de transport							
Essence	<b>18,3</b>	19,9	19,2	18,1	18,4	<b>18,9</b>	13,0
Distillats	<b>23,2</b>	17,4	16,3	16,9	15,6	<b>18,5</b>	9,5
Total des ventes de carburants de transport	<b>41,5</b>	37,3	35,5	35,0	34,0	<b>37,4</b>	22,5
Asphalte	<b>0,9</b>	1,5	1,5	1,2	0,9	<b>1,3</b>	1,3
Autres	<b>2,0</b>	3,7	5,2	4,4	6,0	<b>3,8</b>	3,4
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>44,4</b>	42,5	42,2	40,6	40,9	<b>42,5</b>	27,2
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>							
Brut traité aux raffineries (milliers de m <sup>3</sup> /j)	<b>36,5</b>	36,6	31,7	33,5	33,4	<b>34,6</b>	33,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	<b>101</b>	101	87	92	96	<b>95</b>	97

Se reporter à la page 31 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

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

(non vérifié)

	Trimestres terminés les				Périodes de 12 mois terminées les		
	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
<b>PRODUITS NETS – Activités Poursuivies</b>							
<b>Gaz naturel</b> (\$/kpi <sup>3e</sup> )							
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	4,40	4,76	5,06	6,23	5,02	5,16	4,50
Redevances	(0,45)	(0,50)	(0,06)	(0,91)	(0,71)	(0,49)	(0,37)
Frais de transport	(0,33)	(0,39)	(0,55)	(0,37)	(0,45)	(0,41)	(0,41)
Charges d'exploitation	(1,71)	(1,53)	(1,55)	(1,30)	(1,43)	(1,52)	(1,39)
Produits d'exploitation nets	1,91	2,34	2,90	3,65	2,43	2,74	2,33
<b>International et extracôtier</b>							
<b>Côte Est du Canada</b> (\$/b)							
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	89,35	81,06	78,99	80,79	79,69	82,38	79,07
Redevances	(29,17)	(25,49)	(28,45)	(28,78)	(25,26)	(27,99)	(23,82)
Frais de transport	(2,23)	(2,28)	(2,11)	(2,10)	(1,98)	(2,18)	(2,21)
Charges d'exploitation	(7,57)	(6,80)	(6,08)	(6,38)	(5,63)	(6,68)	(7,24)
Produits d'exploitation nets	50,38	46,49	42,35	43,53	46,82	45,53	45,80
<b>Mer du Nord – Buzzard</b> (\$/b)							
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	87,30	77,43	80,35	74,19	70,38	79,73	71,64
Frais de transport	(1,84)	(1,83)	(1,78)	(1,83)	(1,67)	(1,82)	(2,11)
Charges d'exploitation	(2,80)	(2,90)	(3,57)	(3,09)	(2,90)	(3,07)	(2,88)
Produits d'exploitation nets	82,66	72,70	75,00	69,27	65,81	74,84	66,65
<b>International – Autres</b> (\$/bep)							
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	82,74	75,24	76,61	73,92	79,97	78,30	78,19
Redevances	(18,37)	(32,06)	(36,99)	(43,28)	(32,12)	(35,06)	(39,88)
Frais de transport	0,32	(0,34)	(0,47)	(0,52)	(0,91)	(0,23)	(0,66)
Charges d'exploitation	(6,38)	(4,72)	(7,40)	(3,29)	(5,12)	(5,60)	(3,39)
Produits d'exploitation nets	58,31	38,12	31,75	26,83	41,82	37,41	34,26

Se reporter à la page 31 pour les définitions, les abréviations 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 le bénéfice d'exploitation, 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 aux actionnaires du quatrième trimestre 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.
- \*\* Pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009, le sommaire d'exploitation 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.

**Abréviations**

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

**Conversion au système métrique**

Pétrole brut, produits raffinés, etc.

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

## États consolidés des résultats

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Produits</b>				
Produits d'exploitation	9 173	7 114	33 198	17 977
Moins les redevances (note 4)	(351)	(564)	(1 937)	(1 150)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	8 822	6 550	31 261	16 827
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	650	681	2 700	7 577
Intérêts et autres produits (note 5)	317	5	389	444
	9 789	7 236	34 350	24 848
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	3 989	2 886	14 911	7 388
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 290	2 242	7 810	6 430
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	599	524	2 598	7 381
Transport	185	150	656	396
Amortissement et épuisement (note 7)	874	757	3 813	1 860
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	46	42	178	136
Exploration	37	86	197	209
Perte (gain) à la cession d'actifs	26	54	(107)	66
Frais de démarrage de projets	29	13	77	51
Produits de financement (note 9)	(176)	(72)	(30)	(488)
	7 899	6 682	30 103	23 429
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	1 890	554	4 247	1 419
<b>Charge (économie) d'impôts</b> (note 10)				
Impôts exigibles	299	192	1 004	841
Impôts futurs	294	(114)	555	(628)
	593	78	1 559	213
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	1 297	476	2 688	1 206
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées</b> (note 6)	56	(19)	883	(60)
<b>Bénéfice net</b>	1 353	457	3 571	1 146
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies par action ordinaire</b> (en dollars)				
De base	0,83	0,30	1,72	1,01
Dilué	0,82	0,30	1,71	1,00
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b> (en dollars) (note 11)				
De base	0,87	0,29	2,29	0,96
Dilué	0,86	0,29	2,27	0,95
Dividendes en trésorerie	0,10	0,10	0,40	0,30



**États consolidés du résultat étendu**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net	<b>1 353</b>	457	<b>3 571</b>	1 146
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Variation de l'écart de conversion	<b>(235)</b>	(82)	<b>(503)</b>	(332)
Reclassement dans le bénéfice net	<b>9</b>	—	<b>53</b>	—
Perte sur les contrats dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	—	(1)	—	—
Reclassement dans le bénéfice net	—	—	<b>(1)</b>	2
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 127</b>	374	<b>3 120</b>	816

**Bilans consolidés**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	31 décembre 2010	31 décembre 2009
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents	1 077	505
Débiteurs	5 253	3 703
Stocks	3 141	2 947
Impôts à recouvrer	734	587
Impôts futurs	210	332
Actifs des activités abandonnées (note 6)	98	257
Total de l'actif à court terme	10 513	8 331
Immobilisations corporelles, montant net	55 290	54 198
Autres actifs	451	491
Écart d'acquisition	3 201	3 201
Impôts futurs	56	193
Actifs des activités abandonnées (note 6)	658	3 332
Total de l'actif	70 169	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 15)	518	25
Créditeurs et charges à payer	6 942	6 307
Impôts à payer	929	1 254
Impôts futurs	37	18
Passifs des activités abandonnées (note 6)	98	242
Total du passif à court terme	8 526	7 848
Dette à long terme (note 15)	11 669	13 855
Charges à payer et autres passifs	4 154	4 372
Impôts futurs	8 615	8 367
Passifs des activités abandonnées (note 6)	484	1 193
Capitaux propres	36 721	34 111
Total du passif et des capitaux propres	70 169	69 746

**Capitaux propres**

	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)
Capital-actions	1 565 489	20 188	1 559 778
Surplus d'apport	505		526
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 17)	(684)		(233)
Bénéfices non répartis	16 712		13 765
Total des capitaux propres	36 721		34 111

**États consolidés des flux de trésorerie**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	1 297	476	2 688	1 206
Ajustements pour :				
Amortissement et épuisement	874	757	3 813	1 860
Impôts futurs	294	(114)	555	(628)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	46	42	178	136
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains (note 9)	(290)	(201)	(426)	(858)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés (note 8)	(32)	(59)	(285)	980
Perte (gain) à la cession d'actifs	26	54	(107)	66
Rémunération à base d'actions	114	34	114	262
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	—	(438)
Autres	(205)	(151)	(446)	(278)
Frais d'exploration	6	43	80	126
Variation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation (note 12)	(479)	442	(1 230)	(237)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 651	1 323	4 934	2 197
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	93	150	552	378
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 744	1 473	5 486	2 575
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	(1 867)	(1 430)	(5 833)	(4 020)
Autres investissements	22	(3)	3	(9)
Produit de la cession d'actifs	42	112	307	148
Trésorerie acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises	—	—	—	248
Variation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'investissement	54	(83)	(196)	(791)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement poursuivies	(1 749)	(1 404)	(5 719)	(4 424)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement abandonnées	198	(126)	2 607	(247)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 551)	(1 530)	(3 112)	(4 671)
<b>Activités de financement</b>				
Variation de la dette à court terme	—	(1)	—	—
Variation des emprunts renouvelables	415	116	(1 257)	2 325
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime d'options sur actions	34	11	81	41
Dividendes versés sur actions ordinaires	(149)	(152)	(611)	(401)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	300	(26)	(1 787)	1 965
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>493</b>	<b>(83)</b>	<b>587</b>	<b>(131)</b>
<b>Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents</b>	<b>(14)</b>	<b>1</b>	<b>(15)</b>	<b>(24)</b>
<b>Trésorerie et équivalents au début de la période</b>	<b>598</b>	<b>587</b>	<b>505</b>	<b>660</b>
<b>Trésorerie et équivalents à la fin de la période</b>	<b>1 077</b>	<b>505</b>	<b>1 077</b>	<b>505</b>

**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	—	—	—	1 146
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(401)
Émission d'actions au comptant aux termes du régime d'options sur actions	57	(16)	—	—
Émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	5	—	—	(5)
Charge de rémunération à base d'actions	—	103	—	—
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	—	—	(330)	—
<b>Au 31 décembre 2009</b>	20 053	526	(233)	13 765
Bénéfice net	—	—	—	<b>3 571</b>
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	<b>(611)</b>
Émission d'actions au comptant aux termes du régime d'options sur actions	<b>122</b>	<b>(34)</b>	—	—
Émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	<b>13</b>	—	—	<b>(13)</b>
Charge de rémunération à base d'actions	—	<b>13</b>	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	<b>(451)</b>	—
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>20 188</b>	<b>505</b>	<b>(684)</b>	<b>16 712</b>

**Données sectorielles liées aux activités poursuivies**

(non vérifié)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre											
	Sables pétrolières		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	1 934	1 182	135	144	1 313	1 052	5 778	4 694	13	42	9 173	7 114
Produits intersectoriels	881	1 082	37	67	126	62	43	49	(1 087)	(1 260)	—	—
Moins les redevances	(139)	(280)	(18)	(30)	(194)	(254)	—	—	—	—	(351)	(564)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	2 676	1 984	154	181	1 245	860	5 821	4 743	(1 074)	(1 218)	8 822	6 550
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	650	681	650	681
Intérêts et autres produits	13	2	4	—	256	1	5	—	39	2	317	5
	2 689	1 986	158	181	1 501	861	5 826	4 743	(385)	(535)	9 789	7 236
<b>Charges</b>												
Achats de pétrole brut et de produits	342	83	—	—	139	17	4 555	3 889	(1 047)	(1 103)	3 989	2 886
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 271	1 300	104	87	133	125	587	530	195	200	2 290	2 242
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	599	524	599	524
Transport	88	70	12	19	22	23	57	43	6	(5)	185	150
Amortissement et épuisement	297	300	126	113	302	218	123	114	26	12	874	757
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	29	9	6	7	7	—	—	—	—	46	42
Exploration	—	2	1	42	36	42	—	—	—	—	37	86
Perte (gain) à la cession d'actifs	3	53	(6)	—	2	—	(11)	1	38	—	26	54
Frais de démarrage de projets	29	13	—	—	—	—	—	—	—	—	29	13
Charges (produits) de financement	(5)	1	2	—	10	(2)	7	4	(190)	(75)	(176)	(72)
	2 055	1 851	248	267	651	430	5 318	4 581	(373)	(447)	7 899	6 682
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	634	135	(90)	(86)	850	431	508	162	(12)	(88)	1 890	554
Impôts sur les bénéfices	147	(101)	(25)	(31)	398	201	136	11	(63)	(2)	593	78
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	487	236	(65)	(55)	452	230	372	151	51	(86)	1 297	476
<b>DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS ET FRAIS D'EXPLORATION – activités poursuivies</b>	(1 067)	(734)	(57)	(39)	(319)	(357)	(272)	(239)	(152)	(61)	(1 867)	(1 430)

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

(non vérifié)

Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolières		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	7 028	4 135	682	338	4 654	1 526	20 769	11 800	65	178	33 198	17 977
Produits intersectoriels	2 758	2 609	124	121	593	159	249	51	(3 724)	(2 940)	—	—
Moins les redevances	(681)	(645)	(76)	(36)	(1 180)	(469)	—	—	—	—	(1 937)	(1 150)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	9 105	6 099	730	423	4 067	1 216	21 018	11 851	(3 659)	(2 762)	31 261	16 827
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	2 700	7 577	2 700	7 577
Intérêts et autres produits	318	440	4	—	256	1	44	—	(233)	3	389	444
	9 423	6 539	734	423	4 323	1 217	21 062	11 851	(1 192)	4 818	34 350	24 848
<b>Charges</b>												
Achats de pétrole brut et de produits	1 070	325	—	—	302	33	17 100	9 607	(3 561)	(2 577)	14 911	7 388
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 545	4 277	338	233	414	164	2 192	1 284	321	472	7 810	6 430
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	2 598	7 381	2 598	7 381
Transport	291	248	94	41	89	38	200	87	(18)	(18)	656	396
Amortissement et épousé	1 318	922	773	287	1 172	299	475	317	75	35	3 813	1 860
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	120	111	29	14	27	10	2	1	—	—	178	136
Exploration	6	10	14	125	177	74	—	—	—	—	197	209
Perte (gain) à la cession d'actifs	14	70	(132)	(20)	2	—	(30)	16	39	—	(107)	66
Frais de démarrage de projets	74	51	—	—	3	—	—	—	—	—	77	51
Charges (produits) de financement	(1)	1	(1)	—	(18)	(1)	9	4	(19)	(492)	(30)	(488)
	7 437	6 015	1 115	680	2 168	617	19 948	11 316	(565)	4 801	30 103	23 429
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	1 986	524	(381)	(257)	2 155	600	1 114	535	(627)	17	4 247	1 419
Impôts sur les bénéfices	494	(33)	(104)	(72)	1 041	277	313	128	(185)	(87)	1 559	213
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	1 492	557	(277)	(185)	1 114	323	801	407	(442)	104	2 688	1 206
<b>DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS ET FRAIS D'EXPLORATION – activités poursuivies</b>												
	(3 709)	(2 831)	(170)	(228)	(927)	(511)	(667)	(380)	(360)	(70)	(5 833)	(4 020)

## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(non vérifié)

### 1. CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés intermédiaires de Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») 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.

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 6), 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. MÉTHODE D'ÉVALUATION DU BITUME

Au quatrième trimestre de 2010, le ministère de l'Énergie de l'Alberta a envoyé à la Société un avis concernant l'ajustement relatif à la qualité devant être utilisé aux termes des règlements ministériels concernant la méthode d'évaluation du bitume (*Bitumen Valuation Methodology (Ministerial) Regulations*) pour la période intermédiaire du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2010. À la suite de cette décision, la Société a constaté une économie de redevances d'environ 140 millions \$.

La Société continue de négocier relativement aux ajustements définitifs aux calculs d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire de 2009 et de 2010 et pour la durée de la convention de modification des redevances de Suncor, laquelle arrive à échéance le 31 décembre 2015.

#### 5. NOUVELLE DÉTERMINATION DES PARTICIPATIONS DIRECTES DE TERRA NOVA

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

L'information financière présentée par Suncor rendra compte de la participation accrue dans Terra Nova à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011.

#### 6. 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

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 \$.

Au troisième trimestre de 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 \$ et celle d'actifs non essentiels situés au sud de l'Alberta (Wildcat Hills) pour un produit net de 351 millions \$.

##### International et extracôtier

Au troisième trimestre de 2010, la Société a conclu une vente d'actifs à Trinité-et-Tobago pour un produit net de 378 millions \$ US (383 millions \$ CA) ainsi que la vente de sa participation dans Petro-Canada Netherlands B.V. pour un produit net de 316 millions € (420 millions \$ CA).



Au quatrième trimestre de 2010, la Société a conclu la vente de certains actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni pour un produit net de 55 millions £ (86 millions \$ CA). La Société prévoit conclure le reste des ventes d'actifs non essentiels du Royaume-Uni qui font l'objet d'un accord au premier trimestre de 2011, pour un produit brut de 184 millions £.

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 31 décembre					
	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Produits</b>						
Produits d'exploitation <sup>(1)</sup>	3	159	147	288	150	447
Moins les redevances	—	(23)	—	—	—	(23)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	3	136	147	288	150	424
Perte (gain) à la cession d'actifs	(4)	—	3	—	(1)	—
	(1)	136	150	288	149	424
<b>Charges</b>						
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2	38	31	97	33	135
Transport	—	8	5	9	5	17
Amortissement et épusement	—	77	—	238	—	315
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service	—	4	4	6	4	10
Exploration	—	2	4	12	4	14
Frais de financement	—	—	—	2	—	2
	2	129	44	364	46	493
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>(3)</b>	7	<b>106</b>	(76)	<b>103</b>	(69)
Impôts sur les bénéfices	(1)	2	48	(52)	47	(50)
<b>Bénéfice (perte nette) net</b>	<b>(2)</b>	5	<b>58</b>	(24)	<b>56</b>	(19)

(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 ont été de néant pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 (24 millions \$ en 2009).

(en dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2010	2009
Bénéfice de base par action lié aux activités abandonnées	0,04	(0,01)
Bénéfice dilué par action lié aux activités abandonnées	0,04	(0,01)

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre					
	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Produits</b>						
Produits d'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>280</b>	307	<b>693</b>	407	<b>973</b>	714
Moins les redevances	<b>(41)</b>	(49)	—	—	<b>(41)</b>	(49)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	<b>239</b>	258	<b>693</b>	407	<b>932</b>	665
Gain à la cession d'actifs	<b>642</b>	—	<b>172</b>	—	<b>814</b>	—
	<b>881</b>	258	<b>865</b>	407	<b>1 746</b>	665
<b>Charges</b>						
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	<b>66</b>	89	<b>119</b>	150	<b>185</b>	239
Transport	<b>24</b>	17	<b>23</b>	14	<b>47</b>	31
Amortissement et épuisement	<b>95</b>	161	<b>169</b>	285	<b>264</b>	446
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service	<b>8</b>	8	<b>19</b>	11	<b>27</b>	19
Exploration	<b>1</b>	2	<b>20</b>	57	<b>21</b>	59
Frais de financement	<b>7</b>	—	<b>11</b>	1	<b>18</b>	1
	<b>201</b>	277	<b>361</b>	518	<b>562</b>	795
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>680</b>	(19)	<b>504</b>	(111)	<b>1 184</b>	(130)
Impôts sur les bénéfices	<b>174</b>	(5)	<b>127</b>	(65)	<b>301</b>	(70)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>506</b>	(14)	<b>377</b>	(46)	<b>883</b>	(60)

(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 12 mois terminée le 31 décembre 2010 (33 millions \$ en 2009).

(dollars)	Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009
Bénéfice de base par action lié aux activités abandonnées	<b>0,57</b>	(0,05)
Bénéfice dilué par action lié aux activités abandonnées	<b>0,56</b>	(0,05)

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

(en millions de dollars)	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	31 décembre 2010	31 décembre 2009	31 décembre 2010	31 décembre 2009	31 décembre 2010	31 décembre 2009
<b>Actif</b>						
Actif à court terme	—	34	98	223	98	257
Immobilisations corporelles, montant net	—	1 600	658	1 732	658	3 332
Total de l'actif	—	1 634	756	1 955	756	3 589
<b>Passif</b>						
Passif à court terme	—	64	98	178	98	242
Charges à payer et autres passifs	—	286	302	404	302	690
Impôts futurs	—	31	182	472	182	503
Total du passif	—	381	582	1 054	582	1 435

## 7. RÉDUCTION DE VALEUR D'ACTIFS

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.

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. Toujours 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.

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

## 8. 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 sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des débiteurs, des contrats dérivés, du passif à court terme (à l'exception des impôts sur les bénéfices exigibles) 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 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 31 décembre 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 long terme de la Société est comptabilisée au coût après amortissement selon la méthode des intérêts effectifs, à l'exception de la tranche de la dette qui est comptabilisée à sa juste valeur à titre d'élément d'une relation de couverture de 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 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 31 décembre 2010, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût s'élevait à 9,7 milliards \$ (10,1 milliards \$ au 31 décembre 2009) et la juste valeur, à 10,7 milliards \$ (10,7 milliards \$ au 31 décembre 2009).

**(b) Comptabilité de couverture*****Couverture de la juste valeur***

Au 31 décembre 2010, la Société disposait, pour une tranche de 200 millions \$ de sa dette à taux fixe, de swaps de taux d'intérêt considérés comme des couvertures de juste valeur en cours jusqu'en août 2011. La juste valeur de ces swaps totalisait 8 millions \$ au 31 décembre 2010 et était présentée dans les débiteurs aux bilans consolidés (18 millions \$ au 31 décembre 2009). 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 12 mois terminées les 31 décembre 2010 et 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 du programme global de gestion des risques de Suncor. Il s'agit de contrats dérivés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés et de contrats de change. Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010, l'incidence sur le bénéfice de ces contrats représente une perte de 5 millions \$ (perte de 134 millions \$ en 2009). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, l'incidence sur le bénéfice représente un gain de 89 millions \$ (perte de 1 024 millions \$ en 2009).

**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 31 décembre 2010 correspond à un gain de 19 millions \$ (perte de 17 millions \$ en 2009). Pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010, l'incidence sur le bénéfice a été un gain de 81 millions \$ (perte de 70 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	<b>236</b>	<b>(121)</b>	<b>115</b>
Variations de la juste valeur durant la période	<b>89</b>	<b>81</b>	<b>170</b>
<b>Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2010<sup>(a),(b)</sup></b>	<b>13</b>	<b>(87)</b>	<b>(74)</b>

(a) Au 31 décembre 2010, 19 millions \$ du total des dérivés non réalisés étaient comptabilisés dans les débiteurs (213 millions \$ au 31 décembre 2009) aux bilans consolidés.

(b) Au 31 décembre 2010, 93 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 31 décembre 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.

## 9. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Intérêts sur la dette	<b>170</b>	182	<b>691</b>	573
Intérêts capitalisés	<b>(98)</b>	(42)	<b>(301)</b>	(136)
Intérêts débiteurs	<b>72</b>	140	<b>390</b>	437
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(290)</b>	(201)	<b>(426)</b>	(858)
Gains de change et autres	<b>42</b>	(11)	<b>6</b>	(67)
Total des charges (produits) de financement liées (liés) aux activités poursuivies <sup>(1)</sup>	<b>(176)</b>	(72)	<b>(30)</b>	(488)

(1) Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010, des charges de financement de néant (charges de financement de 2 millions \$ en 2009) ont été reclassées dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées. Pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010, des charges de financement de 18 millions \$ (charges de financement de 1 million \$ en 2009) ont été reclassées dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

**10. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Charge (économie) d'impôts :				
Exigibles :				
Canada	1	28	57	599
Étranger	298	164	947	242
Futurs :				
Canada	274	(139)	569	(699)
Étranger	20	25	(14)	71
Total de la charge d'impôts liée aux activités poursuivies <sup>(1)</sup>	593	78	1 559	213

(1) Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010, une charge d'impôts de 47 millions \$ (économie d'impôts de 50 millions \$ en 2009) a été reclassée dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées. Pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010, une charge d'impôts de 301 millions \$ (économie d'impôts de 70 millions \$ en 2009) a été reclassée dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

Au quatrième trimestre de 2009, le gouvernement provincial de l'Ontario a pratiquement mis en vigueur une réduction de 4 % du taux d'imposition provincial des sociétés. Par conséquent, la Société a inscrit une réduction de 148 millions \$ de la charge d'impôts sur les bénéfices futurs se rapportant à la réévaluation des soldes d'ouverture des impôts sur les bénéfices futurs.

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.

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net	1 353	457	3 571	1 146
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 564	1 560	1 562	1 198
Titres dilutifs :				
Options émises aux termes des régimes de rémunération à base d'actions	11	14	12	13
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	1 575	1 574	1 574	1 211
(en dollars par action ordinaire)				
Bénéfice par action – de base <sup>(a)</sup>	0,87	0,29	2,29	0,96
Bénéfice par action – dilué <sup>(b)</sup>	0,86	0,29	2,27	0,95

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.

## 12. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE 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 12 mois terminées les	
	2010	31 décembre 2009	2010	31 décembre 2009 <sup>(1)</sup>
<b>Activités d'exploitation</b>				
Débiteurs	<b>(809)</b>	152	<b>(683)</b>	105
Stocks	<b>(30)</b>	(209)	<b>(190)</b>	(585)
Créditeurs et charges à payer	<b>285</b>	501	<b>101</b>	280
Impôts à payer/à recevoir	<b>75</b>	(2)	<b>(458)</b>	(37)
	<b>(479)</b>	442	<b>(1 230)</b>	(237)

(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.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés		Périodes de 12 mois terminées	
	2010	les 31 décembre 2009	2010	les 31 décembre 2009
Intérêts payés	<b>266</b>	284	<b>839</b>	581
Impôts sur les bénéfices payés	<b>626</b>	196	<b>1 193</b>	872

## 13. PASSIF AU TITRE DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les tableaux ci-dessous indiquent le coût net des prestations pour les trimestres et les périodes de 12 mois terminées les 31 décembre.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Prestations de retraite	
	2010	31 décembre 2009	Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre 2010	2009
Coût des services rendus au cours de l'exercice	<b>21</b>	18	<b>85</b>	67
Coût financier	<b>42</b>	39	<b>168</b>	96
Rendement prévu de l'actif des régimes	<b>(35)</b>	(32)	<b>(142)</b>	(76)
Amortissement de la perte actuarielle nette	<b>1</b>	6	<b>7</b>	21
Coût net des prestations périodiques	<b>29</b>	31	<b>118</b>	108

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Avantages complémentaires de retraite	
	2010	31 décembre 2009	Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre 2010	2009
Coût des services rendus au cours de l'exercice	<b>2</b>	2	<b>8</b>	7
Coût financier	<b>6</b>	6	<b>25</b>	15
Coût net des prestations périodiques	<b>8</b>	8	<b>33</b>	22

**14. CAPITAL-ACTIONS****Émis**

	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	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>5 292</b>	<b>122</b>
Actions émises aux termes d'un régime de réinvestissement de dividendes	<b>419</b>	<b>13</b>
<b>Solde au 31 décembre 2010</b>	<b>1 565 489</b>	<b>20 188</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 »). Depuis le 1<sup>er</sup> août 2010, les options attribuées aux termes de ce régime n'ont plus de composante DPV. Au quatrième trimestre de 2010, la Société a attribué 1 000 options aux termes de ce régime.

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>4 297</b>	<b>31,86</b>
Options exercées	<b>(5 292)</b>	<b>15,49</b>
Options frappées d'extinction/échues	<b>(3 391)</b>	<b>42,51</b>
<b>Options en cours au 31 décembre 2010</b>	<b>67 638</b>	<b>32,94</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.**

Les DPV ont une durée de sept ans et sont acquis en trois ans, à raison d'une portion annuellement. Au quatrième trimestre de 2010, la Société n'a octroyé aucun DPV aux termes de ce régime.



Les variations du nombre de DPV ajustés 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>(734)</b>	<b>24,00</b>
Options frappées d'extinction	<b>(2 399)</b>	<b>28,99</b>
<b>Options en cours au 31 décembre 2010</b>	<b>11 285</b>	<b>28,97</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>1 673</b>	<b>2 838</b>	<b>80</b>
Options rachetées	<b>(282)</b>	<b>(118)</b>	<b>(426)</b>
Options frappées d'extinction	<b>(917)</b>	<b>(563)</b>	—
Options réinvesties	<b>26</b>	<b>43</b>	<b>29</b>
<b>Options en cours au 31 décembre 2010</b>	<b>3 747</b>	<b>6 450</b>	<b>2 299</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 31 décembre		Périodes de 12 mois terminées les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Régimes d'options sur actions	<b>33</b>	32	<b>53</b>	148
DPV	<b>39</b>	10	<b>27</b>	35
UAFR	<b>14</b>	11	<b>21</b>	30
UAR	<b>33</b>	(7)	<b>90</b>	50
UAD	<b>11</b>	—	<b>4</b>	30
Total des charges au titre de la rémunération à base d'actions	<b>130</b>	46	<b>195</b>	293

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

(en millions de dollars)	31 décembre 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)	746	785
Billets à 6,80 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (900 \$ US)	922	972
Billets à 6,50 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 144	1 204
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2035 (600 \$ US)	552	578
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2034 (500 \$ US)	497	523
Billets à 5,35 %, libellés en dollars US, échéant en 2033 (300 \$ US)	255	266
Billets à 7,15 %, libellés en dollars US, échéant en 2032 (500 \$ US)	497	523
Billets à 6,10 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (1 250 \$ US)	1 243	1 308
Billets à 6,05 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (600 \$ US)	609	643
Billets à 5,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2014 (400 \$ US)	406	429
Billets à 4,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2013 (300 \$ US)	298	313
Débetures à 7,00 %, libellées en dollars US, échéant en 2028 (250 \$ US)	257	271
Débetures à 7,875 %, libellées en dollars US, échéant en 2026 (275 \$ US)	307	325
Débetures à 9,25 %, libellées en dollars US, échéant en 2021 (300 \$ US)	375	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>9 908</b>	10 342
<b>Emprunts renouvelables portant intérêt à des taux variables</b>		
Papier commercial, acceptations bancaires et prêts au TIOL	1 982	3 244
Total de la dette à long terme non garantie	<b>11 890</b>	13 586
Dette à long terme garantie	13	13
Contrats de location-acquisition	335	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	(59)	(63)
	<b>12 187</b>	13 880
<b>Tranche à court terme de la dette à long terme</b>		
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>11 669</b>	13 855

Au 31 décembre 2010, les marges de crédit non utilisées se montaient à 5 289 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	199
Facilités entièrement renouvelables d'une durée de cinq ans, échéant en 2013	7 320
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	461
Total des facilités de crédit disponibles	7 984
Facilités de crédit soutenant le papier commercial, les acceptations bancaires et les prêts au TIOL en cours	(1 982)
Facilités de crédit soutenant des lettres de crédit	(713)
Total des facilités de crédit non utilisées	5 289

## 16. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le principal objectif de la Société concernant la gestion du capital consiste à maintenir un bilan prudent qui contribue à un solide profil en matière de notation. 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 totale, 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 totale, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme totale 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 les 31 décembre 2010 et 2009, la Société a respecté tous ses engagements financiers.

Au quatrième 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 31 décembre (en millions de dollars)	Mesure ciblée pour le capital	2010	2009
<b>Composants des ratios</b>			
Dette à court terme		2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme		518	25
Dette à long terme		11 669	13 855
Dette totale		12 189	13 882
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie		1 077	505
Dette nette		11 112	13 377
Capitaux propres		36 721	34 111
Capitalisation totale (dette totale majorée des capitaux propres)		48 910	47 993
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(1)</sup> (sur 12 mois)		6 656	2 799
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation	< 2,0 fois	1,7	4,8
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		25 %	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.

## 17. 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)	31 décembre 2010	31 décembre 2009
Écart de conversion non réalisé	(698)	(248)
Gains non réalisés sur les contrats dérivés désignés comme couvertures	14	15
Total	(684)	(233)

## 18. COENTREPRISE AVEC TOTAL

Le 17 décembre 2010, Suncor a annoncé la conclusion d'une entente de coentreprise avec Total E&P Canada Ltd (« Total »). Les deux sociétés s'associeront pour mettre en valeur les projets d'exploitation de sables pétrolifères de Fort Hills et de Joslyn et reprendre la construction de l'usine de valorisation Voyageur.

Total fera l'acquisition d'une participation de 49 % dans l'usine de valorisation Voyageur de Suncor, ainsi que d'une participation additionnelle de 19,2 % dans le projet de Fort Hills, ce qui aura pour effet de réduire la participation de Suncor de 60 % à 40,8 %. En contrepartie, Suncor fera l'acquisition d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn et recevra une contrepartie en trésorerie d'environ 1,75 milliard \$.

L'entente est assujettie à l'obtention de certaines approbations réglementaires et d'autres autorisations et devrait être conclue au premier trimestre de 2011.



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)