



QUATRIÈME TRIMESTRE 2009

Rapport aux actionnaires pour la période terminée le 31 décembre 2009

Suncor Énergie annonce ses résultats financiers pour 2009 et ses objectifs opérationnels pour 2010

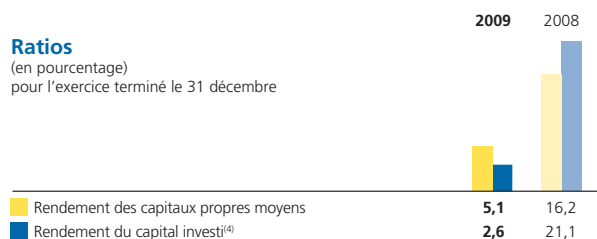
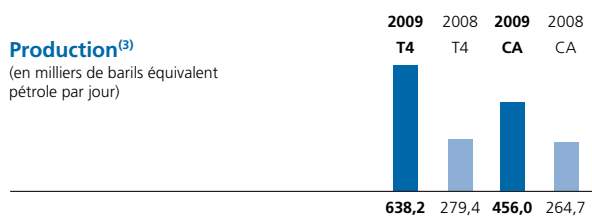
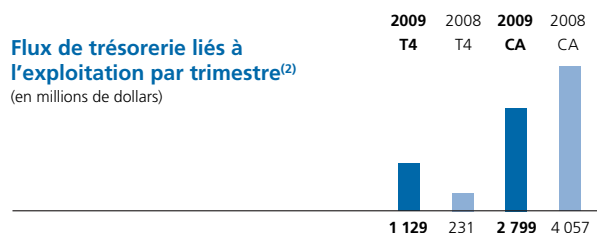
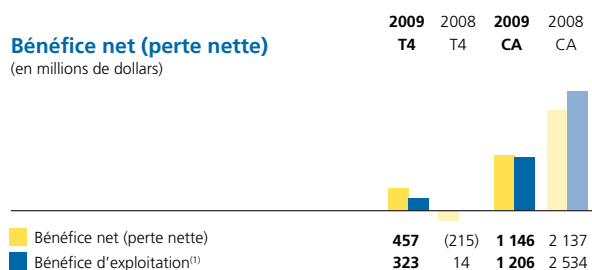
Les informations financières ne sont pas vérifiées et elles sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certaines mesures financières citées dans ce document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Pour une description de ces mesures, voir Mesures financières non définies par les PCGR à la page 11. Ce document fait référence à des barils équivalent pétrole (bep). Le ratio de conversion utilisé pour cette unité de mesure, qui suppose que six mille pieds cubes de gaz naturel équivalent à un baril de pétrole brut, s'appuie sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Par conséquent, l'unité de mesure du bep peut prêter à confusion, surtout si on l'utilise hors contexte.

Le 1^{er} août 2009, Suncor Énergie Inc. a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Les montants pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1^{er} août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009. Les chiffres comparables reflètent les résultats de 2008 de l'ancienne société Suncor. Pour plus de renseignements sur la transaction de fusion, se reporter à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 décembre 2009.

Suncor Énergie Inc. a enregistré un bénéfice net de 457 millions \$ (0,29 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2009, contre une perte nette de 215 millions \$ (0,24 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2008. Le bénéfice d'exploitation⁽¹⁾ du quatrième trimestre de 2009 s'est élevé à 323 millions \$ (0,21 \$ par action ordinaire), comparativement à 14 millions \$ (0,02 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2008. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation⁽²⁾ ont atteint 1,129 milliard \$ au quatrième trimestre de 2009, contre 231 millions \$ au quatrième trimestre de 2008.

La hausse du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie liés à l'exploitation au quatrième trimestre de 2009 est

principalement attribuable à l'augmentation de la production d'amont et des volumes de vente de produits raffinés par suite de la fusion avec Petro-Canada, aux prix réalisés accrus ayant reflété les prix du pétrole brut de référence plus élevés au quatrième trimestre de 2009 comparativement à la période correspondante de 2008, toutefois ces réalisations ont été contrebalancées en partie par des pertes réalisées d'environ 185 millions \$ après impôts sur les contrats dérivés utilisés aux fins de gestion des risques, et à la production accrue des installations de sables pétrolifères qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor en raison d'une fiabilité opérationnelle améliorée. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des charges d'exploitation plus



- Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 2 pour un rapprochement du bénéfice net et du bénéfice d'exploitation.
- Mesure non définie par les PCGR. Le calcul de cette mesure a été révisé et les montants comparables des périodes antérieures ont été retraités. Se reporter à la page 11.
- Inclut la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude.
- Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 11.

élevées, en raison de la fusion avec Petro-Canada et de la production accrue des installations de sables pétrolifères qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor, ainsi que par des paiements de redevances plus élevés attribuables aux prix accrus du pétrole brut de référence, et à un incendie survenu à l'une de nos usines de valorisation en décembre 2009 qui a eu une incidence sur l'ensemble de la production au quatrième trimestre de 2009 d'environ 30 000 barils par jour.

« Nous étions confrontés au début de l'exercice à l'un des pires replis de l'économie mondiale depuis les cent dernières années mais, aujourd'hui, Suncor est une société plus grande, plus forte et financièrement plus flexible, car nous continuons de réaliser certaines synergies importantes à la suite de la fusion avec Petro-Canada, a déclaré Rick George, président et chef de la direction. L'année 2009 a été marquée par une amélioration de la fiabilité et de la rentabilité de la production dans l'ensemble de nos installations et nous comptons bien poursuivre dans cette voie en 2010. »

Bénéfice d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation est une mesure non définie par les PCGR que la Société utilise pour évaluer le rendement d'exploitation, de façon à faciliter les comparaisons entre les périodes. Le bénéfice d'exploitation se calcule en ajustant le bénéfice net en fonction des éléments non récurrents importants et des éléments qui ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation. Se reporter à la page 11 pour une description des mesures financières non définies par les PCGR.

(en millions de dollars, après impôts)	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	2009	31 décembre 2008	2009	31 décembre 2008
Bénéfice net (perte nette) présenté(e)	457	(215)	1 146	2 137
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques ⁽¹⁾	(88)	(372)	499	(372)
(Gain) perte de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(157)	645	(798)	852
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	6	(48)	124	(107)
Frais de démarrage de projets	10	4	40	24
Incidence de l'ajustement de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs ⁽²⁾	(148)	—	4	—
Coûts liés au report de projets de croissance	83	—	300	—
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada ⁽³⁾	—	—	(438)	—
Incidence de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur ⁽⁴⁾	—	—	97	—
Coûts de fusion et d'intégration	79	—	151	—
Pertes et ajustements sur des cessions importantes ⁽⁵⁾	81	—	81	—
Bénéfice d'exploitation	323	14	1 206	2 534

- À compter du quatrième trimestre de 2009, le bénéfice d'exploitation est ajusté pour tenir compte de l'incidence des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques seulement. Il incluait antérieurement un ajustement reflétant la variation de la juste valeur de tous les instruments dérivés sur marchandises. Étant donné que les instruments dérivés sur marchandises ayant trait à nos activités de négociation de l'énergie sont conclus dans le but de rapporter des produits sur de telles activités de négociation de l'énergie, toute incidence sur le bénéfice ayant trait à ces instruments dérivés continuera d'être reflétée dans le bénéfice d'exploitation. L'exercice terminé le 31 décembre 2009 a été retraité.
- Au quatrième trimestre de 2009, une baisse du taux d'imposition des bénéfices en Ontario s'est traduite par une diminution des passifs d'impôts futurs (voir la note 14 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 décembre 2009). Cette diminution a été contrebalancée, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, par une hausse des passifs d'impôts futurs résultant d'une répartition provinciale révisée aux fins de l'impôt sur les bénéfices en raison de la fusion avec Petro-Canada au troisième trimestre de 2009.
- Incidence de la valeur de règlement présumée affectée au contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada au moment de la conclusion de la fusion (voir la note 3f des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 décembre 2009).
- Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion ont été vendus durant le troisième trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative non récurrente sur le bénéfice.
- Inclut la perte constatée lorsqu'un échangeur construit par Suncor a été transféré au gouvernement de l'Alberta et les ajustements à la juste valeur des actifs acquis dans le cadre de la fusion.

Quatrième trimestre de 2009

La production d'amont totale de Suncor durant le quatrième trimestre de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 638 200 barils équivalent pétrole (bep) par jour, incluant une production additionnelle de 325 600 bep par jour résultant de la fusion. La production d'amont provenant des installations de sables pétrolifères et de gaz naturel qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor s'est chiffrée en moyenne à 312 600 bep par jour durant le quatrième trimestre de 2009, comparativement à 279 400 bep par jour au quatrième trimestre de 2008.

La production du secteur Sables pétrolifères (en excluant la quote-part proportionnelle dans la coentreprise Syncrude) a représenté en moyenne 278 900 barils par jour durant le quatrième trimestre de 2009, contre 243 800 barils par jour au quatrième trimestre de 2008. La production moyenne a augmenté comparativement au quatrième trimestre de 2008 par suite d'une fiabilité opérationnelle améliorée durant le trimestre. Toutefois, les volumes de production ont été touchés négativement par des activités de maintenance non planifiées à la suite de l'incendie qui est survenu en décembre 2009.

Les coûts d'exploitation au comptant liés aux activités de notre secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude) ont été en moyenne de 38,70 \$ par baril au quatrième trimestre de 2009, contre 41,30 \$ par baril durant le quatrième trimestre de 2008. La diminution des coûts d'exploitation au comptant par baril a été principalement attribuable à la production accrue et à la diminution des prix du gaz naturel utilisé comme intrant. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des charges opérationnelles par suite de l'inclusion des coûts d'exploitation des installations de MacKay River au quatrième trimestre de 2009. La fusion avec Petro-Canada n'a pas entraîné d'augmentation des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude), car la production déclarée de MacKay River avait été incluse dans la production de Suncor pour la période du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009 en tant que volumes traités par Suncor aux termes d'un accord de frais de traitement. La production à MacKay River a atteint en moyenne 31 700 barils par jour au quatrième trimestre de 2009.

La quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude a représenté en moyenne une production de 39 300 barils par jour de pétrole brut synthétique peu sulfureux durant le quatrième trimestre de 2009.

La production tirée des activités d'exploitation de gaz naturel de Suncor au quatrième trimestre de 2009 a représenté en moyenne 764 millions de pieds cubes (Mpi³) équivalent gaz

par jour. La production tirée des activités d'exploitation de gaz naturel qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor s'est élevée en moyenne à 202 Mpi³ équivalent gaz par jour au quatrième trimestre de 2009, contre 213 Mpi³ équivalent gaz par jour au quatrième trimestre de 2008. Cette diminution de la production est due principalement à l'arrêt de production provisoire dans la région d'Elmworth et à la vente de certains actifs non essentiels au deuxième trimestre de 2009.

Durant le quatrième trimestre de 2009, la production du secteur Côte Est du Canada a représenté en moyenne 63 600 barils par jour, tandis que la production du secteur International (qui comprend nos actifs en mer du Nord et nos autres actifs à l'étranger) a représenté en moyenne 129 000 barils par jour. La production tant dans le secteur Côte Est du Canada que dans le secteur International a été inférieure à la capacité, principalement en raison d'activités de maintenance planifiées et non planifiées, ainsi que de contraintes liées à des quotas de l'OPEP imposés en Libye.

Le bénéfice du segment Raffinage et commercialisation au quatrième trimestre a reflété la fusion avec Petro-Canada et l'incidence des marges au détail élevées. Les ventes de produits pétroliers raffinés au quatrième trimestre ont été en moyenne de 82,9 millions de litres par jour, incluant 52,7 millions de litres par jour résultant de la fusion. Les ventes totales de produits pétroliers raffinés liées aux activités de raffinage et de commercialisation qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor se sont chiffrées en moyenne à 30,2 millions de litres par jour au quatrième trimestre de 2009, contre 31,5 millions de litres par jour durant la même période en 2008.

Aperçu de 2009

Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire de la Société tenue en juin 2009, les actionnaires de Suncor ont approuvé une fusion avec Petro-Canada. La fusion s'est par la suite conclue en date du 1^{er} août 2009 et Suncor est devenue la plus importante société énergétique du Canada et la cinquième société énergétique en Amérique du Nord selon la capitalisation boursière.

Le bénéfice net pour 2009 a été de 1,146 milliard \$ (0,96 \$ par action ordinaire), contre 2,137 milliards \$ (2,29 \$ par action ordinaire) en 2008. Le bénéfice d'exploitation en 2009 s'est élevé à 1,206 milliard \$ (1,01 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,534 milliards \$ (2,72 \$ par action ordinaire) en 2008. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 2,799 milliards \$ en 2009, contre 4,057 milliards \$ en 2008.

La diminution du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie liés à l'exploitation en 2009 s'explique principalement par les prix réalisés plus faibles, qui ont reflété les prix moyens des marchandises de référence considérablement plus faibles en 2009 comparativement à 2008, en plus des pertes réalisées d'environ 315 millions \$ après impôts sur les contrats utilisés aux fins de gestion des risques alors que les prix convenus ont été inférieurs aux prix de référence pendant la plus grande partie de l'année. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'augmentation de la production d'amont et des volumes de vente de produits raffinés par suite de la fusion avec Petro-Canada et la performance opérationnelle améliorée des installations de sables pétrolifères qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor.

Après la conclusion de la fusion avec Petro-Canada, la production d'amont totale de Suncor durant les cinq derniers mois de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 635 200 bep par jour, incluant une production additionnelle de 311 100 bep par jour résultant de la fusion.

La production du secteur Sables pétrolifères (en excluant la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) a représenté en moyenne 290 600 barils par jour en 2009, comparativement à une production de 228 000 barils par jour en 2008. La production accrue a été surtout attribuable à la fiabilité opérationnelle améliorée en 2009, contrebalancée en partie par des activités de maintenance non planifiées à la suite de l'incendie survenu à l'usine de valorisation en décembre 2009. La production en 2008 a été touchée négativement par des arrêts planifiés et non planifiés pour des besoins de maintenance à nos installations de valorisation et d'extraction, ainsi que par l'imposition d'un plafond réglementaire ayant limité la production de notre installation *in situ* Firebag. Les activités à Syncrude ont rapporté une production moyenne de 38 500 barils par jour de pétrole synthétique peu sulfureux durant les cinq derniers mois de 2009.

Les coûts d'exploitation au comptant du secteur Sables pétrolifères en 2009 (en excluant Syncrude) ont été en moyenne de 33,95 \$ par baril, comparativement à 38,50 \$ par baril au cours de 2008. La diminution des coûts d'exploitation au comptant par baril a été attribuable principalement à la production accrue et à la diminution des prix du gaz naturel utilisé comme intrant. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des charges opérationnelles par suite de l'inclusion des coûts d'exploitation des installations de MacKay River depuis la conclusion de la fusion.

La production du secteur Gaz naturel de Suncor après la fusion durant les cinq derniers mois de 2009 a été en

moyenne de 767 Mpi³ équivalent gaz par jour. La production attribuable aux installations de gaz naturel qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor s'est chiffrée à 210 Mpi³ équivalent gaz par jour en 2009, comparativement à 220 Mpi³ par jour en 2008.

La production du secteur Côte Est du Canada a représenté en moyenne 58 000 barils par jour durant les cinq derniers mois de 2009, tandis que la production du secteur International a représenté en moyenne 120 800 barils par jour durant la même période. La production dans ces deux secteurs a été inférieure à la capacité, surtout en raison de maintenance planifiée et non planifiée, du raccordement de l'extension North Amethyst à White Rose et de contraintes liées à des quotas de l'OPEP imposés en Libye.

Le bénéfice du segment Raffinage et commercialisation en 2009 a reflété l'incidence positive de la fusion avec Petro-Canada et de la fiabilité opérationnelle améliorée, contrebalancées en partie par les marges plus faibles sur les huiles légères et la demande moindre de produits pétroliers raffinés. Les ventes de produits pétroliers raffinés durant les cinq derniers mois ont été en moyenne de 84,8 millions de litres par jour. En dépit des contraintes liées à la situation économique courante ayant limité la croissance des ventes en 2009, les ventes totales de produits pétroliers raffinés provenant des activités de raffinage et de commercialisation qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor ont atteint en moyenne 32,6 millions de litres par jour en 2009, contre 31,5 millions de litres par jour en 2008, ce qui a reflété une fiabilité accrue des raffineries.

Croissance et état des activités

En novembre 2009, le Conseil d'administration de Suncor a approuvé un programme d'investissement de 5,5 milliards \$ pour 2010. Environ 1,5 milliard \$ sera affecté au financement des projets de croissance, surtout dans le secteur Sables pétrolifères de la Société, tandis que des investissements de 4 milliards \$ sont destinés à soutenir les activités existantes.

La plus grande partie des investissements dans la croissance sera affectée à la troisième phase d'agrandissement de l'installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag, qui était achevée à environ 50 % avant d'être reportée au début de 2009. Suncor prévoit maintenant que l'entrée en production de cette phase aura lieu au deuxième trimestre de 2011 et que les volumes augmenteront graduellement par la suite, sur une période d'environ 18 mois, jusqu'à la capacité nominale d'environ 68 000 barils par jour de bitume. Des dépenses seront également affectées à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, que l'on prévoit mettre en production au quatrième trimestre de 2012. La quatrième

phase a également une capacité nominale de 68 000 barils par jour.

« Ce sont là les premières étapes d'un plan stratégique qui vise un accroissement soutenu de notre production tirée des sables pétrolifères et qui nous voit maintenant entrer dans une période de croissance disciplinée mais tout de même importante, a déclaré M. George. Suncor a le luxe de disposer de plus d'occasions de croissance qu'elle ne peut exécuter dans l'immédiat, donc il s'agit essentiellement de prioriser ces occasions et de nous assurer d'aller de l'avant avec le bon projet au bon moment et de la bonne manière. »

Du capital de croissance sera également affecté à l'achèvement d'une unité de naphta à l'une de nos usines de valorisation et à l'agrandissement de l'usine de production d'éthanol St. Clair de Suncor. Les dépenses d'investissement projetées pour la croissance dans le secteur International incluent nos engagements en Libye et nos investissements planifiés dans le projet gazier Ebla en Syrie dont l'entrée en production est prévue au deuxième trimestre de 2010.

Les dépenses en immobilisations et l'échéancier pour les autres projets du portefeuille de croissance de Suncor sont en cours d'évaluation et une autre mise à jour sera fournie au quatrième trimestre de 2010.

La Société continue d'engager des coûts liés à la mise en veilleuse de certains projets de croissance à la suite de révisions apportées au budget de dépenses en immobilisations de 2009 compte tenu des conditions du marché au début de 2009. On entend par coûts de mise en veilleuse les coûts liés au report des projets et au maintien du matériel et des installations dans un état sécuritaire de façon à pouvoir accélérer la reprise subséquente des travaux. Par suite de la mise en veilleuse de certains de ses projets, Suncor a engagé des coûts avant impôts de 382 millions \$ en 2009 et prévoit engager des coûts additionnels de 150 millions \$ à 200 millions \$ avant impôts à ce chapitre en 2010.

Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor a annoncé son intention de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels. Les cessions proposées identifiées jusqu'ici incluent certains actifs liés au gaz naturel dans l'Ouest du Canada et dans les Rocheuses américaines, tous les actifs à Trinité-et-Tobago et certains actifs non essentiels en mer du Nord, y compris l'ensemble des actifs aux Pays-Bas.

Le 31 décembre 2009, Suncor a conclu un accord portant sur la vente de la presque totalité de ses actifs pétroliers et gaziers producteurs dans les Rocheuses américaines pour un produit de 517 millions \$ (494 millions \$ US), ce qui équivaut approximativement à la valeur comptable nette de l'actif et du passif au 31 décembre 2009. La conclusion de la vente devrait avoir lieu en mars 2010.

« À la suite de la récente fusion, Suncor se retrouve au tout premier rang de l'industrie des sables pétrolifères pour l'importance de sa position, a déclaré M. George. La combinaison de l'investissement stratégique dans les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères et la vente stratégique d'actifs non essentiels se traduira par une évolution soutenue du rapport de force en faveur de ce qui a toujours été l'activité première de Suncor. »

Dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada, le Bureau de la concurrence du Canada a exigé que Suncor se départisse de 104 établissements de détail en Ontario. Le 8 décembre 2009, Suncor a conclu un accord avec Husky Energy aux termes duquel Suncor a accepté de vendre 98 établissements, la conclusion des ventes devant débiter à compter du premier semestre de 2010 au moment où la propriété des établissements individuels sera transférée à l'acheteur.

Bien que l'échéancier pour la vente d'actifs demeure flexible, Suncor s'attend à ce que la majeure partie des ventes soient conclues au cours de 2010. Le produit des ventes servira à réduire la dette de la Société.

Un résumé du progrès de nos projets importants actuellement en construction est présenté ci-dessous. Tous les projets énumérés ci-dessous ont reçu l'approbation du Conseil d'administration. Les estimations et les dates d'achèvement cibles n'incluent pas l'étape de mise en service et de démarrage du projet.

Projet	Secteur	Plan	Coût estimatif en millions \$ ⁽¹⁾	Précision de l'estimation en % ⁽¹⁾	Dépensé à ce jour	Date d'achèvement cible
Usine de soufre à Firebag	Sables pétrolifères	Soutien du plan de réduction des émissions à Firebag; capacité de soutenir les phases 1 à 6	404	n.d.	415	Achévé
Usine d'extraction à Steepbank	Sables pétrolifères	Nouvel emplacement et nouvelles technologies en vue d'améliorer la performance opérationnelle	980	n.d.	1 015	Achévé
Projet gazier Ebla	International	Mise en valeur de champs gazéifères et construction d'une usine de traitement de gaz	1 196	+7/- 3	1 080	T2 2010
Projet d'amélioration à Buzzard ⁽²⁾	International	Installation de matériel pour traiter le pétrole brut contenant un niveau élevé de soufre	339	+15/- 10	163	T4 2010
Troisième phase d'agrandissement de Firebag	Sables pétrolifères	Agrandissement devant accroître l'approvisionnement de bitume	3 638	+10/- 10	2 780	T2 2011
Unité de naphta	Sables pétrolifères	Augmentation de la proportion de produit peu sulfureux	850	+4/- 4	670	T3 2011
North Amethyst ⁽²⁾	Côte Est du Canada	Extension du champ White Rose au moyen d'un raccordement sous-marin	490	+10/- 5	230	2012 ⁽³⁾

1) Les estimations de coûts et la précision des estimations reflètent les budgets approuvés au moment où le projet a été approuvé à l'interne par le Conseil d'administration de Suncor.

2) Le montant représente la quote-part nette de Suncor dans le projet.

3) L'entrée en production est prévue pour le deuxième trimestre de 2010.

Les paragraphes et le tableau précédents contiennent des renseignements de nature prospective et les utilisateurs de tels renseignements sont avisés que l'échéancier réel, le montant final des dépenses en immobilisations et les résultats escomptés, y compris les dates d'achèvement cibles, pour chacun de ces projets, peuvent différer des plans indiqués dans le tableau. Pour obtenir une liste des facteurs de risque importants qui pourraient faire en sorte que l'échéancier réel, le montant final des dépenses en immobilisations et les résultats attendus diffèrent de façon importante des estimations présentées dans les tableaux précédents, se reporter à la page 19 de notre rapport annuel 2008 et à la page 20 du rapport annuel 2008 de l'ancienne société Petro-Canada. Pour plus de renseignements sur les risques, les incertitudes et les autres facteurs qui pourraient

faire en sorte que les résultats soient différents, se reporter à la page 13.

Les facteurs importants utilisés pour établir les dates d'achèvement cibles et les estimations de coûts sont les suivants : l'état courant des immobilisations projetées, l'état courant des phases d'approvisionnement, de conception et d'ingénierie du projet, les mises à jour de tiers concernant la prestation de services et la fourniture de produits associés au projet et les estimations établies par l'équipe responsable en ce qui a trait à l'achèvement des étapes futures du projet. Nous avons supposé que les tierces parties respecteraient leurs engagements et que la Société ne subirait pas de retards importants ni de dépassements de coûts en raison des facteurs de risque dont il est question ci-dessus.

Perspectives

Les perspectives de Suncor fournissent les objectifs de la direction pour 2010 dans certains secteurs d'activité clés de la Société. Les utilisateurs de cette information sont avisés qu'il s'agit de renseignements de nature prospective et que les résultats réels peuvent différer des objectifs présentés.

	Prévision pour l'ensemble de l'exercice 2010
Production totale (en bep par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾	644 000
Production totale (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾	75 000
Sables pétrolifères ⁽²⁾	
Production (en barils par jour)	300 000 (+/- 5 %)
Ventes	
Diesel	8 %
Peu sulfureux	39 %
Sulfureux	46 %
Bitume	7 %
Réalisation sur l'ensemble des ventes de pétrole brut ⁽³⁾	WTI à Cushing moins de 4,75 \$ CA à 5,75 \$ CA par baril
Coûts d'exploitation au comptant ⁽⁴⁾	35 \$ à 39 \$ par baril
Production de Syncrude (en barils par jour)	38 000 (+/- 5 %)
Gaz naturel	
Production ⁽⁵⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾	680 (+/- 5 %)
Production ⁽⁵⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾	300
Gaz naturel	91 %
Pétrole brut et liquides	9 %
Côte Est du Canada	
Production (en barils par jour)	55 000 (+/- 5 %)
International	
Production (en bep par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾	138 000 (+/- 5 %)
Production (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾	25 000
Pétrole brut et liquides	87 %
Gaz naturel	13 %

1) Les résultats de production réels peuvent être touchés par le moment où les cessions planifiées ont lieu.

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

3) Exclut l'incidence des activités de couverture.

4) Les estimations des coûts d'exploitation au comptant (en excluant Syncrude) sont basées sur les hypothèses suivantes : (i) volumes de production et composition des ventes tels qu'ils sont indiqués dans le tableau ci-dessus; et (ii) prix du gaz naturel de 5,00 \$ le gigajoule (5,28 \$ le Kpi³) au carrefour AECO. Ces estimations n'incluent pas les coûts liés au report des projets de croissance.

5) L'objectif de production inclut les volumes de liquides de gaz naturel (LGN) et de pétrole brut convertis en Mpi³ équivalent gaz en supposant qu'un baril de LGN ou de pétrole brut équivaut à 6 000 pieds cubes de gaz naturel. Le ratio de conversion utilisé pour cette unité de mesure s'appuie sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. L'unité de mesure des Mpi³ équivalent gaz peut donc prêter à confusion, surtout si on l'emploie hors contexte.

Ces perspectives sont basées sur les estimations, projections et hypothèses actuelles et sur les résultats cumulatifs de l'exercice 2010 de Suncor et elles sont susceptibles d'être modifiées. Les hypothèses se fondent sur l'expérience de la direction et sur sa perception des tendances historiques, des conditions actuelles, des développements futurs prévus et d'autres facteurs qu'elle estime pertinents. Les hypothèses en ce qui concerne les perspectives du secteur Sables pétrolifères pour l'ensemble de l'exercice 2010 comprennent

les initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon nous devraient réduire la maintenance non planifiée en 2010. Les chiffres en ce qui concerne les perspectives des secteurs Gaz naturel, Côte Est du Canada et International pour 2010 incluent des hypothèses relatives au rendement des gisements, aux résultats de forage, à la fiabilité des installations, aux modifications des quotas de production de l'OPEP et à l'exécution des révisions planifiées à l'intérieur des délais prévus.

Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les résultats d'exploitation et les résultats financiers de Suncor en 2010 comprennent :

- L'approvisionnement de bitume. La qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, l'entreposage des résidus et le rendement des gisements *in situ* sont susceptibles d'influer sur les objectifs de production de 2010.
- Le rendement des installations nouvellement mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage de nouveaux équipements sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des activités de maintenance non planifiées.
- La maintenance non planifiée. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires pour la maintenance de nos actifs (mines, installations de production, usines de valorisation, raffineries, pipelines et plateformes extracôtières).
- La maintenance planifiée. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des événements imprévus ayant une incidence sur le moment ou la durée de la maintenance planifiée.
- Les ventes planifiées. Notre incapacité de conclure les ventes planifiées pourrait avoir une incidence sur nos plans de gestion de la dette et sur notre programme d'investissement.
- Prix des marchandises. Des diminutions importantes des prix de gros (prix des marchandises) du gaz naturel sont susceptibles d'entraîner l'arrêt provisoire d'une partie de notre production de gaz naturel.
- Les activités à l'étranger. Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs afférents sont assujettis à un certain

nombre de risques politiques, économiques et socio-économiques. Les activités de Suncor en Libye peuvent être assujetties à des quotas imposés par l'OPEP.

Les paragraphes et les tableaux précédents contiennent des renseignements prospectifs qui sont assujettis à un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la Société. Pour plus de renseignements sur les risques, les incertitudes et les autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats soient différents, se reporter à la page 13.

Impôts sur les bénéfices décaissés

Nous estimons que les impôts sur les bénéfices décaissés de la Société seront de l'ordre de 800 millions \$ à 900 millions \$ en 2010. Les impôts sur les bénéfices décaissés sont susceptibles de varier de façon importante en raison de la volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que du moment où les dépenses en immobilisations sont déductibles aux fins de l'impôt sur les bénéfices, entre autres. Cette estimation se fonde sur les hypothèses suivantes : les prévisions actuelles concernant la production, les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation, les prix des marchandises et les taux de change présentés dans les tableaux des redevances estimatives aux pages 9 et 10, en supposant que le régime fiscal actuel ne soit pas modifié. Nos prévisions touchant les impôts sur les bénéfices décaissés constituent des renseignements prospectifs. Les utilisateurs de cette information sont avisés par les présentes que le montant réel des impôts sur les bénéfices décaissés peut être sensiblement différent de ces prévisions.

Redevances à la Couronne payables par le secteur Sables pétrolifères

Se reporter à la page 15 de notre rapport annuel 2008 pour une description des régimes de redevances à la Couronne de l'Alberta applicables aux activités de notre secteur Sables pétrolifères.

Le tableau ci-dessous présente les redevances estimatives que notre secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude) devrait verser au cours des exercices 2010 à 2013 en fonction de trois scénarios de prix et de certaines hypothèses sur lesquelles nous avons fondé nos estimations pour ces scénarios de prix.

Prix du WTI – \$ US/baril	60	80	100
Prix au comptant du gaz naturel en Alberta – \$ CA/Kpi ³ au carrefour AECO	5,75	7,50	9,50
Écart de prix léger/lourd, WTI à Cushing moins Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique – \$ US/baril	7,25	9,75	12,00
Écart de prix, Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique moins Western Canadian Select à Hardisty, en Alberta – \$ US/baril	4,50	6,00	7,50
Taux de change \$ US/\$ CA	0,85	0,97	1,00
Redevances à la Couronne (en fonction du pourcentage du total des produits bruts du secteur Sables pétrolifères) (en pourcentage)⁽¹⁾			
2010-2013 – bitume (nouveaux taux – avec limites pour l'exploitation minière seulement – 30 % et 1 % min.)	4-6	9-11	12-14

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

Le tableau qui précède comprend des énoncés prospectifs. Les utilisateurs de cette information sont avisés que les taux réels des redevances à la Couronne peuvent être différents des fourchettes présentées dans le tableau. Ces fourchettes de redevances ont été calculées en fonction des hypothèses suivantes : conventions en vigueur avec le gouvernement de l'Alberta, taux de redevances et autres changements mis en vigueur le 1^{er} janvier 2009 par le gouvernement de l'Alberta, prévisions courantes en matière de production, de dépenses en immobilisations et de coûts d'exploitation et estimations des prix des marchandises et des taux de change à terme indiquées dans le tableau.

Les facteurs de risque suivants pourraient faire en sorte que les taux de redevances réels diffèrent sensiblement des taux présentés dans le tableau ci-dessus :

- i) Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, le gouvernement de l'Alberta a adopté une nouvelle réglementation (ministérielle) concernant la méthode d'évaluation du bitume, dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances. Cette réglementation temporaire détermine la méthode d'évaluation du bitume pour 2009 et 2010. La réglementation finale en cours d'élaboration par la Couronne établira la méthode d'évaluation du bitume pour les années subséquentes. Pour les activités minières de Suncor, la méthode d'évaluation du bitume est fondée sur les modalités de la convention de modification des redevances (CMR) de janvier 2008 de Suncor, qui de l'avis de la Société impose certaines limites à la méthode d'évaluation du bitume temporaire telle qu'elle a récemment été promulguée. Pour l'exercice 2009, Suncor a soumis un avis de non-conformité à la Couronne, faisant état du
- ii) Le gouvernement a promulgué une nouvelle réglementation (ministérielle) concernant les coûts autorisés, dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances ayant pris effet le 1^{er} janvier 2009. Nous nous attendons toujours à ce que certaines règles relatives aux coûts autorisés soient éclaircies. Les modalités de la convention de modification des redevances de janvier 2008 de Suncor déterminent les obligations en matière de redevances jusqu'en 2015 pour les activités minières. Toutefois, les modifications susceptibles d'être apportées à la réglementation sur les coûts autorisés, de même que toute interprétation de cette réglementation, pourraient avec le temps avoir une incidence importante sur le montant des redevances à payer.

- iii) Plusieurs facteurs peuvent influencer sur les redevances payables à la Couronne, notamment les variations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change, ainsi que des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation pour chaque projet lié aux sables pétrolifères; les changements découlant de vérifications par les organismes de réglementation de déclarations pour des exercices antérieurs; les autres modifications susceptibles d'être apportées aux régimes de redevances applicables par le gouvernement de l'Alberta; les modifications d'autres dispositions législatives; et les événements imprévus.

Se reporter à la page 42 de la notice annuelle de Suncor datée du 2 mars 2009 pour de plus amples renseignements sur les facteurs de risque liés aux taux de redevances.

Redevances du secteur Côte Est du Canada

Le tableau ci-dessous présente les redevances estimatives que notre secteur Côte Est du Canada devrait verser au cours de l'exercice 2010 en fonction de trois scénarios de prix et de certaines hypothèses sur lesquelles nous avons fondé nos estimations pour ces scénarios de prix.

Prix du WTI – \$ US/baril	60	80	100
Taux de change – \$ US/\$ CA	0,85	0,97	1,00
Redevances à la Couronne (selon le pourcentage des produits bruts) (en pourcentage)			
2010 – pétrole brut (taux de redevances de différents niveaux prélevés sur les produits bruts ou nets)	29-31	31-33	32-34

Le tableau ci-dessus contient des renseignements de nature prospective et les utilisateurs de cette information sont avisés que les redevances réellement versées à la Couronne pourraient différer des pourcentages indiqués dans le tableau. Les pourcentages figurant dans le tableau ont été calculés en fonction des hypothèses suivantes : conventions en vigueur avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, prévisions courantes en matière de production, de dépenses en immobilisations et de coûts d'exploitation, et estimations des prix des marchandises et des taux de change à terme indiquées dans le tableau.

Les facteurs de risque suivants pourraient faire en sorte que les taux de redevances réels diffèrent sensiblement des taux présentés dans le tableau ci-dessus :

- i) Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et Suncor sont en pourparlers en vue de résoudre plusieurs

Redevances de Syncrude

L'installation d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude (« Syncrude ») est également assujettie au nouveau régime de redevances ayant pris effet le 1^{er} janvier 2009 et a signé la convention de modification des redevances conclue avec la Couronne. Syncrude a également soumis un avis de non-conformité à la Couronne en ce qui concerne l'évaluation du bitume aux fins des redevances. Le montant de l'ajustement au titre des redevances applicable à la quote-part de Suncor dans les coûts de Syncrude n'est pas important.

questions en suspens qui touchent l'exercice courant et les exercices antérieurs. La résolution de ces questions pourrait avoir une incidence sur les redevances payables à la Couronne.

- ii) Plusieurs facteurs peuvent influencer sur les redevances versées à la Couronne, notamment les variations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change, ainsi que des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation de chaque projet; les changements découlant de vérifications par les organismes de réglementation de déclarations pour des exercices antérieurs; les autres modifications susceptibles d'être apportées aux régimes de redevances applicables par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador; les modifications d'autres dispositions législatives; et les événements imprévus.

Mesures financières non définies par les PCGR

Certaines mesures financières citées dans ce rapport, notamment le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi (RCI) et les coûts d'exploitation au comptant et totaux par baril du secteur Sables pétrolifères ne sont pas prescrites par les PCGR. Étant donné que ces mesures financières n'ont pas de définition normalisée, elles peuvent ne pas être comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés.

Suncor inclut ces mesures financières non définies par les PCGR afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour l'analyse du rendement d'exploitation, du niveau d'endettement et de la liquidité. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement préparées conformément aux PCGR.

Le bénéfice (la perte) d'exploitation représente le bénéfice net (la perte nette) compte non tenu de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion du risque, du gain (de la perte) de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains, de l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, de l'incidence d'ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs, des frais liés au démarrage ou au report de projets de croissance ni des incidences découlant de la fusion avec Petro-Canada. Le bénéfice d'exploitation est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation. Se reporter à la page 2 pour un rapprochement du bénéfice net et du bénéfice d'exploitation.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont exprimés compte non tenu de la variation des éléments hors trésorerie

du fonds de roulement. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont la même mesure que celle des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement qui est incluse dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés. À compter du troisième trimestre de 2009, les flux de trésorerie liés à l'exploitation incluent un ajustement lié à l'incidence de la variation de la juste valeur à la fois sur les tranches à court terme et les tranches à long terme des instruments dérivés sur marchandises et de la rémunération à base d'actions (antérieurement l'ajustement tenait compte uniquement de l'incidence sur les tranches à long terme). La Société estime que les investisseurs bénéficieront ainsi d'informations plus utiles et qu'il leur sera plus facile d'établir des comparaisons entre Suncor et d'autres sociétés qui apportent des ajustements similaires liés aux instruments dérivés sur marchandises ou à la rémunération à base d'actions. Les montants comparables des périodes antérieures ont été retraités. Un rapprochement du bénéfice net et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement est fourni dans l'état des flux de trésorerie et les données sectorielles, qui sont inclus dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Suncor au 31 décembre 2009.

Suncor présente le rapprochement détaillé du RCI sur une base annuelle dans son rapport de gestion annuel, lequel doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés annuels de la Société. Pour un rapprochement narratif sommaire du RCI calculé sur une base intermédiaire au 31 décembre 2009, se reporter à la page 38 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Suncor au 31 décembre 2009.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie liés à l'exploitation par action ordinaire :

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie liés à l'exploitation (en millions de dollars)	1 129	231	2 799	4 057
Nombre pondéré d'actions en circulation – de base (en millions d'actions)	1 560	935	1 198	932
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation – de base (en dollars par action)	0,72	0,25	2,34	4,36

Le tableau ci-dessous présente le rapprochement des coûts d'exploitation au comptant et totaux du secteur Sables pétrolifères et des charges incluses dans les données sectorielles des états financiers de la Société.

Charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères – ensemble des activités ⁽¹⁾

(non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre				Exercices terminés les 31 décembre			
	2009		2008		2009		2008	
	(en millions \$)	(en \$/baril)	(en millions \$)	(en \$/baril)	(en millions \$)	(en \$/baril)	(en millions \$)	(en \$/baril)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 300		991		4 277		3 204	
Moins : coûts du gaz naturel, variation des stocks, charges de rémunération à base d'actions et autres	(164)		(183)		(400)		(524)	
Moins : coûts de mise en veilleuse	(120)		—		(380)		—	
Moins : opérations non monétaires	(10)		(30)		(66)		(111)	
Moins : charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés à Syncrude	(133)		—		(199)		—	
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	27		14		107		55	
Coûts au comptant	900	35,10	792	35,35	3 339	31,50	2 624	31,45
Gaz naturel	88	3,40	91	4,05	252	2,40	438	5,25
Bitume importé (à l'exclusion des autres achats de produits déclarés)	5	0,20	43	1,90	8	0,05	150	1,80
Coûts d'exploitation au comptant	993	38,70	926	41,30	3 599	33,95	3 212	38,50
Frais de démarrage de projets	13	0,50	6	0,30	51	0,45	35	0,40
Total des coûts d'exploitation au comptant	1 006	39,20	932	41,60	3 650	34,40	3 247	38,90
Amortissement pour dépréciation et épuisement	257	10,00	168	7,50	850	8,00	580	6,95
Total des charges d'exploitation	1 263	49,20	1 100	49,10	4 500	42,40	3 827	45,85
Production en excluant Syncrude (en milliers de barils par jour)	278,9		243,8		290,6		228,0	

1) Exclut les montants proportionnels attribuables à Suncor au titre de sa quote-part dans la production et les coûts d'exploitation de la coentreprise Syncrude.

Avis légal – Énoncés prospectifs

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. Ces énoncés et informations sont assujettis à des risques et incertitudes dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor.

Tous les énoncés et autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, y compris les déclarations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor et de ses dépenses prévues et futures, prix des marchandises, coûts, calendriers, volumes de production, résultats d'exploitation et financiers et de l'incidence prévue des engagements contractuels futurs constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions telles que « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « à l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif » et d'autres expressions analogues. Ces énoncés ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont analogues à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et dont certains 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 prospectifs, et il est conseillé au lecteur de ne pas s'y fier indûment.

Les perspectives de Suncor comprennent une fourchette de production, compte tenu des prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Les incertitudes inhérentes au processus d'estimations et les conséquences d'événements futurs peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de nos estimations, parfois de façon importante. Les hypothèses sont fonction de l'expérience de la direction et de sa compréhension des tendances historiques, des conditions actuelles, des événements futurs prévus et d'autres facteurs jugés pertinents. Pour obtenir une description des hypothèses et des facteurs de risque liés précisément aux perspectives de 2010, voir la page 8.

Certaines mesures financières citées dans ce rapport aux actionnaires, notamment le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi (RCI) et les coûts d'exploitation au comptant et totaux par baril du secteur Sables pétrolifères ne sont pas prescrites par les PCGR. Étant donné que ces mesures financières n'ont pas de définition normalisée, elles peuvent ne pas être comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Suncor inclut ces mesures financières non définies par les PCGR afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour l'analyse du rendement d'exploitation, du niveau d'endettement et de la liquidité. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement préparées conformément aux PCGR. Pour obtenir une description de ces mesures, voir la page 11.

Les risques, incertitudes et autres facteurs qui pourraient toucher les résultats réels comprennent, entre autres, les risques, incertitudes et autres facteurs décrits dans ce rapport aux actionnaires dans son ensemble et ce qui suit : l'instabilité du marché qui affecte la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables dans les marchés

des capitaux d'emprunt, la disponibilité du bitume de tiers, la réussite des stratégies de couverture, le maintien d'un bon ratio de la dette par rapport aux flux de trésorerie, les modifications de la conjoncture économique et commerciale générale; les variations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la capacité de Suncor de s'adapter à l'évolution des marchés et d'obtenir à temps les approbations des organismes de réglementation; la mise en œuvre fructueuse et rapide des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; l'incapacité de Suncor de réaliser les ventes planifiées; les risques politiques, économiques et socio-économiques associés aux activités à l'étranger (incluant les quotas de production de l'OPEP); 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 ou 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 dans les activités de forage d'exploration et de mise en valeur et dans les activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les associations d'employés, 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 d'autres sources d'énergie; 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 et de taxation 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 poursuit actuellement le gouvernement de l'Alberta à l'égard des conséquences imprévues du régime de redevances à la Couronne, ou l'examen, par le gouvernement du Canada, de la réglementation proposée à l'égard des rejets de gaz à effet de serre); la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, pannes de matériels et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le défaut de réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues, les risques liés à l'intégration de Petro-Canada; et l'évaluation inexacte de la valeur de Petro-Canada. Ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Un bon nombre de ces facteurs de risque sont examinés plus en détail à différents endroits dans le Rapport aux actionnaires de Suncor pour le quatrième trimestre de 2009 et dans la notice annuelle de Suncor et celle de l'ancienne société Petro-Canada ou le formulaire 40-F déposé auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada, à l'adresse www.sedar.com, et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov. Le lecteur est invité à se reporter en outre aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

États consolidés des résultats

(non vérifiés)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	2009	31 décembre 2008	2009	31 décembre 2008
Produits				
Produits d'exploitation	7 537	3 982	18 658	18 179
Moins : redevances	(587)	(86)	(1 199)	(890)
Produits d'exploitation (nets des redevances)	6 950	3 896	17 459	17 289
Activités de négociation de l'énergie (note 5)	681	3 053	7 577	11 320
Intérêts et autres produits (note 3f)	5	3	444	28
	7 636	6 952	25 480	28 637
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 881	1 744	7 383	7 582
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (note 9)	2 358	1 226	6 641	4 186
Activités de négociation de l'énergie (note 5)	524	3 051	7 381	11 323
Frais de transport	167	94	427	246
Amortissement pour dépréciation et épuisement	1 072	286	2 306	1 049
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	52	16	155	64
Exploration	100	17	268	90
Perte à la cession d'actifs	54	27	66	13
Frais de démarrage de projets	13	6	51	35
Charges (revenu) de financement (note 7)	(70)	676	(487)	917
	7 151	7 143	24 191	25 505
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	485	(191)	1 289	3 132
Charges (économie) d'impôts (note 14)				
Impôts exigibles	215	108	868	514
Impôts futurs	(187)	(84)	(725)	481
	28	24	143	995
Bénéfice net (perte nette)	457	(215)	1 146	2 137
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire (en dollars), (note 8)				
De base	0,29	(0,24)	0,96	2,29
Dilué	0,29	(0,24)	0,95	2,26
Dividendes en espèces	0,10	0,05	0,30	0,20

États consolidés du résultat étendu

(non vérifiés)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	2009	31 décembre 2008	2009	31 décembre 2008
Bénéfice net (perte nette)	457	(215)	1 146	2 137
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôts				
Variation de l'ajustement lié à la conversion des devises	(82)	257	(332)	350
Gain (perte) sur les contrats dérivés désignés comme couvertures des flux de trésorerie	(1)	2	2	—
Résultat étendu	374	44	816	2 487

Bilans consolidés

(non vérifiés)

(en millions de dollars)	31 décembre 2009 (note 3)	31 décembre 2008 (retraité)
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents	505	660
Débiteurs	3 936	1 580
Stocks	2 971	909
Impôts à recouvrer	587	67
Impôts futurs	332	21
Total de l'actif à court terme	8 331	3 237
Immobilisations corporelles, montant net (note 2)	57 485	28 882
Autres actifs (note 2)	536	388
Écart d'acquisition (note 3)	3 201	21
Impôts futurs	193	—
Total de l'actif	69 746	32 528
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme	2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 12)	25	18
Créditeurs et charges à payer	6 322	3 326
Impôts à payer	1 274	81
Impôts futurs	18	111
Total du passif à court terme	7 641	3 538
Dette à long terme (note 12)	13 855	7 866
Charges à payer et autres passifs	5 269	1 986
Impôts futurs (note 14)	8 870	4 615
Capitaux propres (voir ci-dessous)	34 111	14 523
Total du passif et des capitaux propres	69 746	32 528

Capitaux propres

	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)
Capital-actions (note 9)	1 559 778	20 053	935 524
Surplus d'apport		526	288
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 13)		(233)	97
Bénéfices non répartis		13 765	13 025
Total des capitaux propres		34 111	14 523

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifiés)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	2009	31 décembre 2008	2009	31 décembre 2008
Activités d'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	457	(215)	1 146	2 137
Ajustements pour :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	1 072	286	2 306	1 049
Impôts futurs	(187)	(84)	(725)	481
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	52	16	155	64
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	(201)	681	(858)	919
Variation à la juste valeur des contrats dérivés	(59)	(507)	980	(638)
Perte à la cession d'actifs	54	27	66	13
Rémunération à base d'actions	34	(36)	262	(22)
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada (note 3f)	—	—	(438)	—
Autre	(151)	50	(278)	(7)
Charges d'exploration	58	13	183	61
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	1 129	231	2 799	4 057
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation (note 15)	344	988	(224)	405
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 473	1 219	2 575	4 462
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(1 556)	(2 670)	(4 246)	(7 987)
Charges reportées et autres investissements	(3)	(15)	(30)	(51)
Trésorerie acquise par suite d'un regroupement d'entreprises (montant net) (note 3d)	—	—	248	—
Produit de cessions	112	—	148	33
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'investissement	(83)	176	(791)	415
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 530)	(2 509)	(4 671)	(7 590)
Insuffisance nette de trésorerie avant les activités de financement				
	(57)	(1 290)	(2 096)	(3 128)
Activités de financement				
Augmentation de la dette à court terme	(1)	—	—	(1)
Produit net de l'émission de titres d'emprunt à long terme	—	—	—	2 704
Augmentation (diminution) nette de la dette à long terme	116	617	2 325	422
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime d'options sur actions	11	6	41	190
Dividendes versés sur des actions ordinaires	(152)	(46)	(401)	(180)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(26)	577	1 965	3 135
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents				
	(83)	(713)	(131)	7
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents				
	1	58	(24)	84
Trésorerie et équivalents au début de la période	587	1 315	660	569
Trésorerie et équivalents à la fin de la période	505	660	505	660

États consolidés de l'évolution des capitaux propres

(non vérifiés)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis
Au 31 décembre 2007	881	194	(253)	11 074
Bénéfice net	—	—	—	2 137
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(180)
Émission contre versement au comptant aux termes du régime d'options sur actions	226	(36)	—	—
Émission aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	(6)
Charges au titre de la rémunération à base d'actions	—	120	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	10	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	350	—
Au 31 décembre 2008	1 113	288	97	13 025
Bénéfice net	—	—	—	1 146
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(401)
Émission contre versement au comptant aux termes du régime d'options sur actions	57	(16)	—	—
Émission aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	5	—	—	(5)
Charges au titre de la rémunération à base d'actions	—	103	—	—
Émission pour l'acquisition de Petro-Canada (note 3c)	18 878	—	—	—
Juste valeur des options sur actions de Petro-Canada échangées contre des options sur actions de Suncor (note 3c)	—	147	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	4	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	(330)	—
Au 31 décembre 2009	20 053	526	(233)	13 765

Données sectorielles

(non vérifiées)

(en millions de dollars)	Sables pétrolières		Gaz naturel		Côte Est du Canada		International		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
RÉSULTATS														
Produits														
Produits d'exploitation	1 182	2 048	279	124	374	—	966	—	4 733	1 803	3	7	7 537	3 982
Moins : redevances	(280)	(54)	(53)	(32)	(154)	—	(100)	—	—	—	—	—	(587)	(86)
Produits d'exploitation (nets des redevances)	902	1 994	226	92	220	—	866	—	4 733	1 803	3	7	6 950	3 896
Activités de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	681	3 053	681	3 053
Produits intersectoriels	1 082	264	91	13	62	—	—	—	49	—	(1 284)	(277)	—	—
Intérêts et autres produits	2	—	—	—	—	—	1	—	—	1	2	2	5	3
	1 986	2 258	317	105	282	—	867	—	4 782	1 804	(598)	2 785	7 636	6 952
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	83	238	—	—	17	—	—	—	3 930	1 822	(1 149)	(316)	2 881	1 744
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 300	991	125	32	41	—	181	—	518	199	193	4	2 358	1 226
Activités de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	524	3 051	524	3 051
Frais de transport	70	89	27	4	11	—	21	—	43	6	(5)	(5)	167	94
Amortissement pour dépréciation et épuisement	300	168	190	56	134	—	322	—	115	54	11	8	1 072	286
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	29	14	10	2	3	—	10	—	—	—	—	—	52	16
Exploration	2	1	44	16	4	—	50	—	—	—	—	—	100	17
Perte à la cession d'actifs	53	23	—	—	—	—	—	—	1	4	—	—	54	27
Frais de démarrage de projets	13	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	13	6
Charges (revenu) de financement	1	—	—	—	1	—	(1)	—	4	—	(75)	676	(70)	676
	1 851	1 530	396	110	211	—	583	—	4 611	2 085	(501)	3 418	7 151	7 143
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices														
Impôts sur les bénéfices	135	728	(79)	(5)	71	—	284	—	171	(281)	(97)	(633)	485	(191)
	101	(153)	29	5	2	—	(151)	—	(13)	107	4	17	(28)	(24)
Bénéfice net (perte nette)	236	575	(50)	—	73	—	133	—	158	(174)	(93)	(616)	457	(215)

Données sectorielles (suite)

(non vérifiées)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre												Total	
	Sables pétrolières		Gaz naturel		Côte Est du Canada		International		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations			
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008		
FLUX DE TRÉSORERIE AVANT LES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT														
Activités d'exploitation :														
Bénéfice net (perte nette)	236	575	(50)	—	73	—	133	—	158	(174)	(93)	(616)	457	(215)
Ajustements pour :														
Amortissement pour dépréciation et épuiement	300	168	190	56	134	—	322	—	115	54	11	8	1 072	286
Impôts futurs	(103)	20	(29)	(5)	(2)	—	(39)	—	6	(79)	(20)	(20)	(187)	(84)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	29	14	10	2	3	—	10	—	—	—	—	—	52	16
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(201)	681	(201)	681
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(28)	(509)	1	1	—	—	—	—	5	22	(37)	(21)	(59)	(507)
Perte à la cession d'actifs	53	23	—	—	—	—	—	—	1	4	—	—	54	27
Rémunération à base d'actions	14	(5)	4	—	—	—	1	—	5	—	10	(31)	34	(36)
Autres	(146)	35	(8)	(4)	(3)	—	10	—	(22)	(8)	18	27	(151)	50
Charges d'exploration	—	—	42	13	—	—	16	—	—	—	—	—	58	13
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	355	321	160	63	205	—	453	—	268	(181)	(312)	28	1 129	231
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation	1 321	744	(7)	2	(66)	—	(93)	—	314	517	(1 125)	(275)	344	988
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 676	1 065	153	65	139	—	360	—	582	336	(1 437)	(247)	1 473	1 219
Activités d'investissement :														
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(734)	(2 492)	(66)	(96)	(60)	—	(396)	—	(256)	(74)	(44)	(8)	(1 556)	(2 670)
Charges reportées et autres investissements	(1)	(2)	—	—	—	—	—	—	(3)	(11)	1	(2)	(3)	(15)
Trésorerie acquise par suite d'un regroupement d'entreprises (montant net)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Produit de cessions	96	—	—	—	—	—	—	—	16	—	—	—	112	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'investissement	(112)	174	(6)	—	(28)	—	66	—	(3)	(5)	—	7	(83)	176
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(751)	(2 320)	(72)	(96)	(88)	—	(330)	—	(246)	(90)	(43)	(3)	(1 530)	(2 509)
Excédent net (insuffisance nette) de trésorerie avant les activités de financement	925	(1 255)	81	(31)	51	—	30	—	336	246	(1 480)	(250)	(57)	(1 290)

Données sectorielles

(non vérifiées)

(en millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre													
	Sables pétrolifères		Gaz naturel		Côte Est du Canada		International		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
RÉSULTATS														
Produits														
Produits d'exploitation	4 135	8 045	612	696	499	—	1 434	—	11 962	9 418	16	20	18 658	18 179
Moins : redevances	(645)	(715)	(85)	(175)	(217)	—	(252)	—	—	—	—	—	(1 199)	(890)
Produits d'exploitation (nets des redevances)	3 490	7 330	527	521	282	—	1 182	—	11 962	9 418	16	20	17 459	17 289
Activités de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7 577	11 320	7 577	11 320
Produits intersectoriels	2 609	1 309	154	58	159	—	—	—	51	—	(2 973)	(1 367)	—	—
Intérêts et autres produits	440	—	—	—	—	—	1	—	—	1	3	27	444	28
	6 539	8 639	681	579	441	—	1 183	—	12 013	9 419	4 623	10 000	25 480	28 637
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	325	574	—	—	33	—	—	—	9 731	8 472	(2 706)	(1 464)	7 383	7 582
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 277	3 203	322	160	72	—	242	—	1 279	746	449	77	6 641	4 186
Activités de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7 381	11 323	7 381	11 323
Frais de transport	248	229	58	17	19	—	33	—	87	16	(18)	(16)	427	246
Amortissement pour dépréciation et épuisement	922	580	448	225	184	—	400	—	323	202	29	42	2 306	1 049
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	111	55	22	8	4	—	17	—	1	1	—	—	155	64
Exploration	10	17	127	73	4	—	127	—	—	—	—	—	268	90
Perte (gain) à la cession d'actifs	70	36	(20)	(22)	—	—	—	—	16	6	—	(7)	66	13
Frais de démarrage de projets	51	35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	51	35
Charges (revenu) de financement	1	—	—	—	1	—	(1)	—	4	—	(492)	917	(487)	917
	6 015	4 729	957	461	317	—	818	—	11 441	9 443	4 643	10 872	24 191	25 505
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	524	3 910	(276)	118	124	—	365	—	572	(24)	(20)	(872)	1 289	3 132
Impôts sur les bénéfices	33	(1 035)	77	(29)	(12)	—	(200)	—	(139)	19	98	50	(143)	(995)
Bénéfice net (perte nette)	557	2 875	(199)	89	112	—	165	—	433	(5)	78	(822)	1 146	2 137
Au 31 décembre														
TOTAL DE L'ACTIF	37 553	25 795	5 003	1 862	4 771	—	9 913	—	10 568	4 687	1 938	184	69 746	32 528

Données sectorielles (suite)

(non vérifiées)

(en millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre													
	Sables pétrolières		Gaz naturel		Côte Est du Canada		International		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
FLUX DE TRÉSORERIE AVANT LES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT														
Activités d'exploitation :														
Bénéfice net (perte nette)	557	2 875	(199)	89	112	—	165	—	433	(5)	78	(822)	1 146	2 137
Ajustements pour :														
Amortissement pour dépréciation et épuiement	922	580	448	225	184	—	400	—	323	202	29	42	2 306	1 049
Impôts futurs	(643)	535	(52)	15	12	—	(56)	—	109	(7)	(95)	(62)	(725)	481
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	111	55	22	8	4	—	17	—	1	1	—	—	155	64
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(858)	919	(858)	919
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	960	(590)	—	—	—	—	—	—	(14)	27	34	(75)	980	(638)
Perte (gain) à la cession d'actifs	70	36	(20)	(22)	—	—	—	—	16	6	—	(7)	66	13
Rémunération à base d'actions	90	54	19	4	2	—	10	—	35	16	106	(96)	262	(22)
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	(438)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(438)	—
Autres	(378)	(38)	(11)	(13)	21	—	19	—	60	8	11	36	(278)	(7)
Charges d'exploration	—	—	122	61	—	—	61	—	—	—	—	—	183	61
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	1 251	3 507	329	367	335	—	616	—	963	248	(695)	(65)	2 799	4 057
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation	(202)	934	(9)	43	(34)	—	(35)	—	(270)	292	326	(864)	(224)	405
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 049	4 441	320	410	301	—	581	—	693	540	(369)	(929)	2 575	4 462
Activités d'investissement :														
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(2 807)	(7 391)	(320)	(342)	(123)	—	(543)	—	(409)	(226)	(44)	(28)	(4 246)	(7 987)
Charges reportées et autres investissements	(36)	(39)	—	—	—	—	—	—	(3)	(11)	9	(1)	(30)	(51)
Trésorerie acquise par suite d'un regroupement d'entreprises (montant net)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	248	—	248	—
Produit de cessions	96	—	27	26	—	—	—	—	25	—	—	7	148	33
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'investissement	(799)	434	(19)	—	(29)	—	60	—	(4)	(19)	—	—	(791)	415
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 546)	(6 996)	(312)	(316)	(152)	—	(483)	—	(391)	(256)	213	(22)	(4 671)	(7 590)
Excédent net (insuffisance nette) de trésorerie avant les activités de financement	(2 497)	(2 555)	8	94	149	—	98	—	302	284	(156)	(951)	(2 096)	(3 128)

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(non vérifiés)

1. CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et selon les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul qui ont été utilisées pour les états financiers annuels les plus récents, à la lumière desquels ils doivent être lus, sauf pour la modification de conventions comptables mentionnée à la note 2 afférente aux états financiers, « Modification de conventions comptables ». Certains renseignements qui doivent habituellement être présentés dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels ont été condensés ou omis.

De l'avis de la direction, ces états financiers intermédiaires contiennent tous les ajustements normaux et récurrents nécessaires pour présenter une image fidèle de la situation financière de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») aux 31 décembre 2009 et 2008 et des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les trimestres et les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

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

2. MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

a) Écart d'acquisition et actifs incorporels

Le 1^{er} janvier 2009, la Société a adopté de façon rétroactive le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). Cette nouvelle norme, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement », est centrée sur les critères de comptabilisation des actifs dans les états financiers, y compris ceux qui sont générés à l'interne. Au 31 décembre 2008, le montant des immobilisations corporelles a été augmenté de 561 millions \$ et une réduction égale et compensatoire a été apportée au montant des autres actifs.

b) Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2009, la Société a adopté les recommandations de l'Abrégé des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux (CPN 173) de l'ICCA portant sur la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers. En vertu de l'Abrégé, le propre risque de crédit de l'entité et le risque de crédit de la contrepartie sont pris en compte dans la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. Le traitement comptable préconisé dans l'Abrégé doit être appliqué rétroactivement, sans retraitement des périodes antérieures. La Société a évalué le nouvel Abrégé et conclu que l'adoption de la nouvelle exigence n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers de Suncor.

3. REGROUPEMENT D'ENTREPRISES AVEC PETRO-CANADA

a) Aperçu

Au cours du premier trimestre de 2009, Suncor a annoncé qu'elle avait accepté de regrouper ses activités avec celles de Petro-Canada. La transaction a été effectuée dans le cadre d'un plan d'arrangement qui incluait un échange d'actions, en vertu duquel les titulaires d'actions ordinaires de Petro-Canada ont reçu 1,28 action ordinaire de Suncor en contrepartie de chaque action ordinaire de Petro-Canada détenue.

Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2009, l'arrangement a été approuvé par les actionnaires de Suncor et de Petro-Canada, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta et le Bureau de la concurrence du Canada. La transaction s'est conclue le 1^{er} août 2009 et la société ainsi fusionnée continue d'être exploitée sous la raison sociale Suncor Énergie Inc.

b) Comptabilité dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

La Société a comptabilisé le regroupement d'entreprises selon ce qui est prescrit dans le chapitre 1581, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel* de l'ICCA. Ainsi, la Société doit reconnaître les actifs acquis et les passifs de Petro-Canada au 1^{er} août 2009. Les résultats des activités de Petro-Canada sont inclus dans les états financiers consolidés de la Société à compter du 1^{er} août 2009.

c) Contrepartie et prix d'achat

La contrepartie offerte pour conclure la fusion comprenait 621,1 millions d'actions de Suncor d'une valeur de 18 878 millions \$, ou 30,39 \$ par action, attribuées aux actionnaires de Petro-Canada et 7,1 millions d'options sur actions de Suncor dont la juste valeur s'établissait à 147 millions \$, qui ont été échangées contre des options sur actions de Petro-Canada. Le remplacement des options sur actions et les autres régimes de rémunération à base d'actions qui sont constatés au titre du passif ne sont pas inclus dans la contrepartie (voir note 9).

Le prix total de l'acquisition a été de 19 630 millions \$, répartis ainsi :

(en millions de dollars)

621,1 millions d'actions ordinaires attribuées aux actionnaires de Petro-Canada	18 878
7,1 millions d'options sur actions de Petro-Canada échangées contre des options sur actions de Suncor	147
Frais de transaction	167
Règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada (note f)	438
Prix d'achat total	19 630

d) Répartition préliminaire du prix d'achat

Les justes valeurs estimées suivantes ont été attribuées aux actifs et passifs nets de Petro-Canada au 1^{er} 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
Dette à long terme	4 410
Charges à payer et autres	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 trésorerie acquise s'élevait à 248 millions \$, déduction faite des frais de transaction de 167 millions \$.

Autres actifs comprenaient des actifs incorporels de 236 millions \$, liés à la marque Petro-Canada, avec une durée de vie indéfinie, et des listes de clients, qui seront amortis sur leur durée de vie utile estimée.

Cette répartition préliminaire du prix d'achat est fondée sur les meilleures estimations actuelles de la direction de Suncor et principalement sur les évaluations préparées par des évaluateurs indépendants. L'aboutissement de la répartition du prix d'achat pourrait entraîner d'autres ajustements à la valeur comptable des actifs et passifs inscrits de Petro-Canada et de la somme résiduelle affectée à l'écart d'acquisition. Une portion de 3 019 millions \$ de l'écart d'acquisition a été affectée au secteur Sables pétrolifères et la portion restante de 159 millions \$ a été affectée au secteur Raffinage et commercialisation. Aucune somme incluse dans l'écart d'acquisition ne devrait être déductible aux fins de l'impôt.

e) Avantages sociaux futurs

Les justes valeurs présumées des régimes de retraite et des régimes d'avantages complémentaires de retraite, incluses dans les charges à payer et autres passifs, sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite	Autres prestations postérieures au départ à la retraite	Total
Valeur marchande de l'actif des régimes	1 255	—	1 255
Obligations au titre des prestations constituées	1 912	265	2 177
Passif net présumé	(657)	(265)	(922)

L'évaluation du passif net présumé est fondée sur les hypothèses suivantes :

(en pourcentage)	Prestations de retraite	Autres prestations postérieures au départ à la retraite
Taux d'actualisation	5,25	5,25
Taux d'augmentation de la rémunération	3,00	3,00
Taux de rendement prévu de l'actif des régimes	6,75	s.o.

f) Contrats préexistants avec Petro-Canada

L'Abrégé 154 des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux de l'ICCA, intitulé *Comptabilisation des relations préexistantes entre les parties à un regroupement d'entreprises*, souligne que l'exécution d'un regroupement d'entreprises entre deux parties ayant une relation préexistante devrait être évaluée pour déterminer s'il y a dissolution de cette relation, et que si la relation préexistante est avantageuse pour l'acquéreur, le coût d'acquisition de l'entreprise devrait correspondre à la somme de la contrepartie payée et de l'avantage découlant de la dissolution de cette relation préexistante. Le gain constaté correspond au moindre du montant déterminé selon les dispositions pertinentes du contrat et du montant correspondant à l'avantage qui découle du contrat pour l'acquéreur par rapport aux prix demandés dans le cadre de transactions courantes sur le marché pour des éléments identiques ou similaires.

En 2003, Suncor a signé un contrat de paiement à l'acte en vertu duquel elle acceptait de valoriser le bitume fourni par Petro-Canada. Le contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Les frais de traitement contractuels incluaient un facteur d'indexation lié au prix du brut West Texas Intermediate (WTI), dont l'intention était de s'approcher des variations entre les écarts de prix du brut léger et du brut lourd au Canada. Les modalités du contrat comprenaient un engagement d'achat ferme de volume et aucune clause de règlement anticipé.

Depuis 2003, les prix du brut ont augmenté de manière significative et les conditions de l'industrie pour l'offre et la demande de bitume valorisé ont changé énormément; par conséquent, au moment de la clôture de la transaction, le contrat était favorable à Suncor. Une valeur de 438 millions \$ a été assignée au règlement effectif du contrat, en comparant les frais de traitement futurs estimés dans le cadre de l'engagement d'achat ferme de volume et les écarts de prix estimés entre le brut léger et le brut lourd selon les hypothèses de prix futurs du WTI, du brut synthétique et du bitume.

Le montant présumé du règlement de 438 millions \$ (déduction faite des impôts de néant \$) est inclus dans le prix d'achat total de l'acquisition et dans les intérêts et autres produits des états consolidés des résultats.

4. MODIFICATION DE L'INFORMATION SECTORIELLE

En raison du regroupement d'entreprises décrit à la note 3, la Société a reclassé ses activités selon les secteurs suivants :

Le secteur Sables pétrolifères comprend les activités de la Société dans le Nord-Est de l'Alberta visant à produire du pétrole brut synthétique grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant d'installations minières et *in situ*.

Le secteur Gaz naturel comprend des activités d'exploration et de production reliées au gaz naturel, au pétrole brut et aux liquides de gaz naturel dans l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

Le secteur Côte Est du Canada regroupe les activités extracôtières à Terre-Neuve-et-Labrador et comprend des participations dans les champs de pétrole Hibernia, Terra Nova, White Rose et Hebron.

Le secteur International mène des activités d'exploration et de production reliées au pétrole brut et au gaz naturel au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, à Trinité-et-Tobago, en Libye et en Syrie.

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend l'achat et la vente de pétrole brut, le raffinage de produits à partir de pétrole brut et la distribution et la commercialisation de ceux-ci et d'autres produits achetés par l'intermédiaire de raffineries situées dans l'Est et l'Ouest du Canada et des États-Unis, ainsi qu'une usine de lubrifiants située dans l'Est du Canada. Les activités de négociation de l'énergie qui faisaient auparavant partie du secteur Raffinage et commercialisation font maintenant partie du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations. Les périodes antérieures ont été retraitées de façon à refléter ces modifications.

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations comprend les activités de négociation de l'énergie avec des tiers et les activités non attribuables directement à un secteur d'exploitation.

Toutes les périodes antérieures ont été retraitées afin de respecter les présentes définitions des secteurs.

5. INSTRUMENTS FINANCIERS ET FACTEURS DE RISQUES FINANCIERS

La récente fusion a fourni à Suncor la possibilité de tirer parti d'occasions liées aux transactions à terme, grâce à une capacité accrue en matière de transactions et de négociation. Par conséquent, la Société a passé en revue ses activités de négociation de l'énergie et déterminé que certains contrats de marchandises visant des échanges commerciaux réels ont dépassé leur portée initiale et qu'ils ne sont plus utilisés pour les besoins prévus par la Société, qu'il s'agisse de l'achat, de la vente ou de l'utilisation de marchandises. Avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2009, ces contrats 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 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 sous les gains et les pertes dans les produits des Activités de négociation de l'énergie.

a) Instruments financiers constatés dans le bilan

Les instruments financiers de la Société constatés dans les bilans consolidés sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des comptes débiteurs, des contrats dérivés, de la presque totalité du passif à court terme (sauf les tranches à court terme des impôts sur les bénéfices, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des obligations au titre des prestations constituées), ainsi que de la dette à long terme et d'une tranche des charges à payer à long terme et autres. 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 constatés 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 dette à terme fixe de la Société est comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût. À la constatation initiale, le coût de la dette correspond à sa juste valeur, ajustée pour tenir compte de tous les coûts de transaction connexes. Les gains ou les pertes découlant de la variation de la juste valeur de cette dette ne sont comptabilisés qu'une fois réalisés. Les gains et les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains découlant des fluctuations du change sont constatés pendant la période où ils se produisent. Au 31 décembre 2009, la valeur comptable de la dette à terme fixe constatée selon la méthode de l'amortissement du coût s'élevait à 10,1 milliards \$ (6,7 milliards \$ au 31 décembre 2008) et sa juste valeur, à 10,7 milliards \$ (5,4 milliards \$ au 31 décembre 2008).

b) Couvertures – désignées dans le cadre de relations de couverture admissibles

Couvertures de juste valeur

Au 31 décembre 2009, la Société disposait, pour sa dette à taux fixe, de swaps de taux d'intérêt considérés comme des couvertures de juste valeur en cours jusqu'en août 2011. 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 exercices terminés le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2008.

L'incidence sur le bénéfice lié à l'inefficacité de la couverture sur les contrats dérivés visant à couvrir des risques spécifiques à des transactions individuelles au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2009 a été une perte de 2 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de néant (néant en 2008). Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, il n'y a eu aucune incidence sur le bénéfice (perte de 4 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 2 millions \$ en 2008).

Couvertures de flux de trésorerie

Jusqu'au 31 octobre 2009, la Société avait couvert une partie de ses flux de trésorerie prévus faisant l'objet d'un risque lié au prix du gaz naturel. L'inefficacité de couverture réalisée et non réalisée liée aux contrats dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie n'a entraîné aucune incidence au cours des trimestres et des exercices terminés le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2008.

Juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture, telle qu'elle est comptabilisée, correspond au montant estimatif que la Société recevrait (paierait) pour résilier les contrats portant sur ces instruments. Ces montants, qui représentent également le gain (la perte) non réalisé(e) sur les contrats, s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Swaps et tunnels de couverture des produits	—	(2)
Swaps de taux d'intérêt fixes contre des taux d'intérêt variables	17	24
Couvertures spécifiques couvrant des opérations particulières	—	(11)
Juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture en cours	17	11

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le tableau qui suit présente un rapprochement des variations du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables aux activités de couverture utilisant des produits dérivés pour les exercices terminés les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2009	2008
Cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables aux instruments dérivés et aux activités de couverture au début de la période, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 5 \$ (4 \$ en 2008)	13	13
Variations nettes de la période découlant des couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts sur les bénéfices de néant \$ (2 \$ en 2008)	—	(7)
Pertes de couverture non réalisées nettes au début de l'exercice, reclassées dans les résultats de la période, déduction faite des impôts sur les bénéfices de néant \$ (3 \$ en 2008)	2	7
Cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables aux instruments dérivés et aux activités de couverture au 31 décembre, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 5 \$ (5 \$ en 2008)	15	13

c) Instruments dérivés

Instruments dérivés liés au risque de cours des marchandises

La Société conclut à l'occasion des contrats dérivés dans le but de gérer l'exposition au risque de cours associée à la vente et à l'achat de marchandises. Bien que ces contrats ne soient pas comptabilisés comme couvertures, soit parce qu'ils n'ont pas été documentés en tant que tels, soit parce que la comptabilité de couverture ne s'applique pas en vertu des PCGR, la Société estime que de tels contrats sont économiquement efficaces pour gérer le risque lié aux fluctuations des cours des marchandises et qu'ils constituent un élément important de son programme global de gestion des risques. Ces contrats sont comptabilisés selon la méthode de l'évaluation à la valeur de marché et, à ce titre, sont constatés à leur juste valeur dans chaque bilan. L'incidence sur le bénéfice liée à ces contrats pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 représente une perte de 100 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 34 millions \$ (gain de 354 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 144 millions \$ en 2008). Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, l'incidence sur le bénéfice représente une perte de 763 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 261 millions \$ (gain de 348 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 142 millions \$ en 2008).

Les contrats importants en cours au 31 décembre étaient les suivants :

Pétrole brut	Quantité (en baril/j)	Prix moyen ⁽¹⁾ (en \$ US/baril)	Période
Options de vente position acheteur ⁽²⁾	55 000	60,00	2010
Options de vente position vendeur ⁽³⁾	54 753	60,00	2010
Tunnels – plancher	50 041	50,00	2010
Tunnels – plafond	49 986	68,06	2010

- 1) Le prix moyen des options de vente sur le pétrole brut est libellé en \$ US par baril de WTI à Cushing, en Oklahoma.
- 2) Le total des primes versées a atteint 29,5 millions \$ US.
- 3) Les primes reçues se sont élevées à 213 millions \$ US.

Instruments dérivés liés à la négociation de l'énergie

L'unité Négociation de l'énergie de la Société a recours à des contrats d'énergie physiques et financiers, incluant des swaps, des contrats à terme de gré à gré et des options pour obtenir des produits de négociation et de commercialisation. Ces contrats d'énergie comprennent des contrats de pétrole brut, de gaz naturel et de produits raffinés. Les activités de négociation de l'énergie au moyen de contrats financiers et physiques sont comptabilisées selon la méthode de l'évaluation à la valeur de marché et les gains et les pertes afférents et le règlement sous-jacent de ces contrats sont constatés et présentés dans les produits des activités de négociation de l'énergie dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu.

L'incidence sur le bénéfice liée à ces contrats pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 représente une perte de 13 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 4 millions \$ (gain de 88 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 36 millions \$ en 2008). Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, l'incidence sur le bénéfice représente une perte de 52 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 18 millions \$ (gain de 90 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 37 millions \$ en 2008).

Juste valeur des instruments financiers dérivés non désignés

La juste valeur des actifs et des passifs des instruments financiers dérivés qui ne sont pas réglés ni réalisés était la suivante :

(en millions de dollars)	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Actifs liés aux instruments financiers dérivés ^(a)	213	635
Passifs liés aux instruments financiers dérivés ^(b)	572	14
Actifs (passifs) liés aux instruments financiers dérivés, montant net	(359)	621

- (a) Au 31 décembre 2009, un montant de 213 millions \$ était comptabilisé au titre des comptes débiteurs (376 millions \$ au titre des comptes débiteurs et 259 millions \$ au titre des autres actifs en 2008) dans les bilans consolidés.
- (b) Au 31 décembre 2009, un montant de 572 millions \$ était comptabilisé au titre des comptes créditeurs et des charges à payer (14 millions \$ en 2008).

Variation de la juste valeur du montant net des actifs

(en millions de dollars)	2009
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2008	621
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	448
Juste valeur des contrats conclus durant la période	(983)
Variations de la juste valeur durant la période	(445)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2009	(359)

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 d'illiquidité 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 2009, 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 2008.

Les variations du prix des marchandises figurant dans nos contrats financiers auraient eu les incidences suivantes sur le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 :

Analyse de sensibilité des instruments financiers sur les contrats dérivés

(en millions de dollars)	31 décembre 2009 ⁽¹⁾	Variation	Bénéfice net	Autres éléments du résultat étendu
Pétrole brut	85,55 \$ US/baril			
Augmentation de prix		1,00 \$ US/baril	(18)	—
Diminution de prix		1,00 \$ US/baril	18	—
Gaz naturel	5,81 \$ US/Kpi ³			
Augmentation de prix		0,10 \$ US/ Kpi ³	(1)	—
Diminution de prix		0,10 \$ US/ Kpi ³	1	—

1) Les prix correspondent à la moyenne de la courbe des prix à terme au 31 décembre 2009.

Pour obtenir davantage de renseignements sur les autres facteurs de risque financier, se reporter au rapport annuel 2008 de la Société.

6. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

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

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

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

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

La stratégie de la Société au cours du quatrième trimestre de 2009 a consisté à respecter les mesures présentées dans le tableau suivant. La Société estime que le fait de respecter ses objectifs en matière de capital l'aide à accéder à des capitaux à un coût

raisonnable grâce à une cote de crédit de première qualité. La Société exerce ses activités dans un secteur cyclique, si bien que les ratios ne se situent pas toujours dans les fourchettes ciblées.

Au 31 décembre (en millions de dollars)	Mesure ciblée pour le capital	2009	2008
Composants des ratios			
Dettes à court terme		2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme		25	18
Dettes à long terme		13 855	7 866
Dettes totales		13 882	7 886
Trésorerie et équivalents		505	660
Dettes nettes		13 377	7 226
Capitaux propres		34 111	14 523
Capitalisation totale (dettes totales + capitaux propres)		47 993	22 409
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ⁽¹⁾ (sur douze mois)		2 799	4 057
Dettes nettes par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	< 2,0 fois	4,8	1,8
Dettes totales par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		29 %	35 %

1) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont exprimés avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie et correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement inclus dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés.

L'augmentation des niveaux d'endettement découlant de la fusion avec Petro-Canada a fait en sorte que la mesure de notre dette nette sur nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a augmenté considérablement, étant donné que le calcul n'inclut que cinq mois de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités de l'ancienne société Petro-Canada.

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

7. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette	182	110	573	352
Intérêts capitalisés	(42)	(110)	(136)	(352)
Intérêts débiteurs, montant net	140	—	437	—
Perte (gain) de change sur la dette à long terme	(201)	681	(858)	919
Autre (gain) perte de change	(9)	(5)	(66)	(2)
Total des charges (produits) de financement	(70)	676	(487)	917

8. RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT DE BASE ET DU RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	457	(215)	1 146	2 137
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 560	935	1 198	932
Titres dilutifs :				
Options émises aux termes des régimes de rémunération à base d'actions	14	8	13	13
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	1 574	943	1 211	945
(en dollars par action ordinaire)				
Bénéfice par action – de base ^(a)	0,29	(0,24)	0,96	2,29
Bénéfice par action – dilué ^(b)	0,29	(0,24)	0,95	2,26

Remarque : En vertu de la méthode du rachat d'actions, une option aura un effet dilutif seulement si le prix 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.

9. CAPITAL-ACTIONS**Émis**

	Actions ordinaires	
	Nombre (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
Solde au 31 décembre 2008	935 524	1 113
Actions attribuées aux actionnaires de Petro-Canada (note 3)	621 142	18 878
Actions émises contre un versement au comptant aux termes des régimes d'options sur actions	2 968	57
Actions émises aux termes d'un régime de réinvestissement de dividendes	144	5
Solde au 31 décembre 2009	1 559 778	20 053

Rémunération à base d'actions

Une option sur action donne au titulaire le droit, mais non l'obligation, d'acheter des actions ordinaires à un prix préétabli pendant une période fixe.

Après la date d'attribution, les salariés et les directeurs non salariés qui détiennent des options doivent acquérir le droit de les exercer. Le titulaire doit compter un certain nombre d'années de service auprès de la Société afin de pouvoir exercer ses options. Dans le cas de certaines options, ce délai se trouve raccourci si la Société satisfait à des critères de rendement prédéterminés.

Le prix préétabli auquel une option peut être levée est habituellement égal ou supérieur au cours des actions ordinaires à la date de l'attribution des options.

Certaines options sur actions comprenant une méthode de versement au comptant (MVC) permettent au titulaire de céder les options dont les droits sont acquis pour annulation en retour d'un versement au comptant direct fondé sur l'excédent du cours du marché des actions ordinaires sous-jacentes à ce moment-là sur le prix de levée ou pour des actions ordinaires de la Société au prix de levée.

Les droits à la plus-value des actions (DPVA) permettent au titulaire de recevoir un paiement au comptant correspondant à l'écart entre le prix de levée établi et le cours du marché des actions ordinaires de la Société à la date de la cession.

Les unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR) reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent au titulaire de recevoir un paiement au comptant en fonction de divers éléments découlant du rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à un groupe affinitaire.

Les unités d'actions restreintes (UAR) reposent sur une période d'acquisition de trois ans permettant à l'employé de recevoir un paiement au comptant.

Les unités d'actions différées (UAD) sont des unités d'actions fictives que le titulaire peut échanger contre un paiement au comptant ou des actions ordinaires au cours d'une période déterminée suivant la cessation de l'emploi ou le départ du Conseil d'administration. Le régime d'UAD n'est offert qu'aux cadres supérieurs et membres du Conseil d'administration de la Société.

a) Régimes d'options sur actions :

i) Options sur actions liées au rendement SunShare 2012

L'octroi d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Au total, 1 204 000 options ont été attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (851 000 options attribuées au cours du quatrième trimestre de 2008; 2 637 000 options attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008) à tous les employés permanents à temps plein et à temps partiel admissibles, qu'ils soient dirigeants ou non, aux termes de son Régime d'options sur actions liées au rendement SunShare 2012. En 2008, à la suite de la réalisation d'objectifs de rendement précis, 25 % des options alors en cours ont été acquises aux termes du régime SunShare 2012 et pourront être levées le 1^{er} janvier 2010. La tranche restante des options en cours (75 %) sera acquise le 1^{er} janvier 2013, si d'autres objectifs de rendement précis sont réalisés. Toutes les options non acquises le 1^{er} janvier 2013 qui ne seront pas échues ou n'auront pas été annulées viendront automatiquement à échéance.

ii) Options sur actions à l'intention des dirigeants

L'octroi d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Au total, 711 000 options ont été attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (25 000 options attribuées au cours du quatrième trimestre de 2008; 895 000 options attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008) aux administrateurs qui ne sont pas des salariés et à certains dirigeants et autres cadres supérieurs de la Société. Les options attribuées ont une durée de 10 ans et sont acquises annuellement sur une période de trois ans.

iii) Options sur actions à l'intention des contributeurs clés

L'octroi d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Au total, 571 000 options ont été attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (2 000 options attribuées au cours du quatrième trimestre de 2008;

2 375 000 options attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008) à des cadres supérieurs et à des employés clés non initiés. Les options attribuées ont une durée de 10 ans et sont acquises annuellement sur une période de trois ans.

iv) Options sur actions de Petro-Canada (« options rajustées »)

L'octroi d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 3, chaque option en cours attribuée en vertu du régime d'options sur actions de Petro-Canada permettant d'acheter des actions ordinaires de Petro-Canada a été échangée le 1^{er} août 2009 pour 1,28 option permettant d'acheter des actions ordinaires de Suncor, pour un total de 29,9 millions d'options en cours au 1^{er} août 2009. La même équation de change a été appliquée au prix de levée de ces options.

Les options rajustées, attribuées aux dirigeants et à certains employés, ont une durée de dix ans si elles ont été attribuées avant 2004 et de sept ans si elles ont été attribuées après 2003. Les titulaires des options attribuées après 2003 peuvent lever celles-ci en échange d'un paiement au comptant. Au total, 22,8 millions d'options rajustées en cours le 1^{er} août 2009 comprenaient une MVC et sont comptabilisées dans les charges à payer et autres des bilans consolidés, selon leur valeur intrinsèque à chaque fin de période. Toutes les options rajustées sont acquises sur des périodes maximales de quatre ans.

Au 31 décembre 2009, il y avait 27,9 millions d'options rajustées en cours avec un prix de levée moyen pondéré par action de 28,05 \$.

v) Options sur actions de Suncor Énergie Inc.

La Société n'a pas attribué d'options sur actions aux termes de ce régime au cours du quatrième trimestre de 2009. Au total, 4 000 options ont été attribuées en 2009. Le régime est entré en vigueur le 1^{er} août 2009 et remplace les régimes d'options sur actions avant la fusion des anciennes sociétés Petro-Canada et Suncor. Les options de remplacement en cours qui sont annulées ou échues ou qui autrement ne donnent pas lieu à l'attribution d'actions ordinaires sous-jacentes, seront disponibles aux fins d'émission à titre d'options aux termes de ce régime.

Options en cours et options pouvant être levées

Le tableau ci-dessous résume les options sur actions ordinaires en cours et pouvant être levées au 31 décembre 2009 :

Prix de levée (en dollars)	Options en cours			Options pouvant être levées	
	Nombre (en milliers)	Durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix de levée moyen pondéré par action (en dollars)	Nombre (en milliers)	Prix de levée moyen pondéré par action (en dollars)
7,84 – 12,99	2 476	1	10,03	2 476	10,03
13,00 – 17,99	13 984	2	14,18	13 984	14,18
18,00 – 29,99	15 157	4	22,31	10 788	22,93
30,00 – 44,99	17 736	4	38,91	10 863	39,72
45,00 – 49,99	21 216	5	47,45	4 557	46,51
50,00 – 72,68	1 455	5	57,62	87	52,75
Total	72 024	4	32,52	42 755	26,16

Juste valeur des options attribuées

La juste valeur de toutes les options sur actions ordinaires de l'ancienne société Suncor attribuées au cours de la période et des options rajustées attribuées en 2003 est évaluée selon la méthode de simulation Monte Carlo pour le régime d'options SunShare 2012 et selon le modèle d'établissement du prix des options de Black-Scholes pour tous les autres régimes d'options. Les options rajustées comprenant une MVC attribuées après 2003 sont comptabilisées selon la valeur intrinsèque à

chaque fin de période. La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées au cours des diverses périodes et les hypothèses moyennes pondérées utilisées dans le calcul sont les suivantes :

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Dividende trimestriel par action*	—	0,05 \$	0,08 \$	0,05 \$
Taux d'intérêt sans risque	—	2,81 %	2,31 %	3,35 %
Durée prévue	—	5 ans	5 ans	6 ans
Volatilité prévue	—	36 %	47 %	30 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	—	8,81 \$	10,28 \$	13,86 \$

* En 2009, un dividende trimestriel de 0,05 \$ par action a été versé au cours des premier et deuxième trimestres, et de 0,10 \$ par action aux troisième et quatrième trimestres.

b) Droits à la plus-value des actions de Petro-Canada (« DPVA rajustés »)

Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 3, chaque DPVA en cours attribué aux termes du régime d'options sur actions de Petro-Canada a été échangé par 1,28 DPVA, ajoutant ainsi 15 353 000 DPVA au 1^{er} août 2009.

Le tableau ci-dessous résume les DPVA rajustés en cours et pouvant être levés au 31 décembre 2009 :

Prix de levée (en dollars)	Options en cours			Options pouvant être levées	
	Nombre (en milliers)	Durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix de levée moyen pondéré par action (en dollars)	Nombre (en milliers)	Prix de levée moyen pondéré par action (en dollars)
19,13 – 25,00	6 177	6	19,45	7	20,81
25,01 – 35,00	3 538	4	34,31	1 637	34,33
35,01 – 40,00	4 212	5	36,84	1 040	36,87
40,01 – 46,13	138	5	43,83	56	43,65
Total	14 065	5	28,63	2 740	35,45

c) Unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR)

La Société n'a pas attribué d'UAFR au quatrième trimestre de 2009 (13 000 en 2008). Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a attribué 1 149 000 UAFR (795 000 en 2008). Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 3, chaque UAFR en cours de Petro-Canada a été rajustée de 1,28 UAFR, ajoutant ainsi 945 000 UAFR au 1^{er} août 2009.

d) Unités d'actions restreintes (UAR)

Au cours du quatrième trimestre de 2009, la Société a attribué 66 000 UAR (53 000 en 2008). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a attribué 2 715 000 UAR (1 078 000 en 2008). Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 3, chaque UAR en cours de Petro-Canada a été rajustée de 1,28 UAR, ajoutant ainsi 1 018 000 UAR au 1^{er} août 2009.

e) Unités d'actions différées (UAD)

Au cours du quatrième trimestre de 2009, la Société a attribué 18 000 UAD (néant en 2008). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a attribué 48 000 UAD (30 000 en 2008). Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 3, chaque UAD en cours de Petro-Canada a été rajustée de 1,28, ajoutant ainsi 1 008 000 UAD au 1^{er} août 2009.

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

Le tableau ci-dessous résume les charges au titre de la rémunération à base d'actions (récupération) 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		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Régimes d'options sur actions	32	26	148	120
DPVA rajusté	10	—	35	—
Unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR)	11	(27)	30	(30)
Unités d'actions restreintes (UAR)	(7)	(2)	50	8
Unités d'actions différées (UAD)	—	(38)	30	(51)
Total des charges (récupération) au titre de la rémunération à base d'actions	46	(41)	293	47

10. PASSIF AU TITRE DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les tableaux ci-dessous indiquent l'évolution du coût net des prestations périodiques pour les trimestres et les exercices terminés les 31 décembre :

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Prestations de retraite Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Coût des services rendus au cours de l'exercice	18	14	67	56
Intérêts débiteurs	39	13	96	49
Rendement prévu de l'actif des régimes	(32)	(12)	(76)	(45)
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	5	21	22
Coût net des prestations périodiques	31	20	108	82

(en millions de dollars)	Autres prestations postérieures au départ à la retraite Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2	1	7	4
Intérêts débiteurs	6	2	15	9
Amortissement de la perte actuarielle nette	—	1	—	3
Coût net des prestations périodiques	8	4	22	16

11. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts versés	284	150	581	328
Impôts sur les bénéfices payés	196	131	872	638

12. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

(en millions de dollars)	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Emprunts à échéances déterminées, remboursables au gré de la Société		
Effets à 6,85 %, libellés en dollars US, échéant en 2039 (750 \$ US)	785	918
Effets à 6,80 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (900 \$ US)	972	—
Effets à 6,50 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 204	1 408
Effets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2035 (600 \$ US)	578	—
Effets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2034 (500 \$ US)	523	612
Effets à 5,35 %, libellés en dollars US, échéant en 2033 (300 \$ US)	266	—
Effets à 7,15 %, libellés en dollars US, échéant en 2032 (500 \$ US)	523	612
Effets à 6,10 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (1 250 \$ US)	1 308	1 531
Effets à 6,05 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (600 \$ US)	643	—
Effets à 5,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2014 (400 \$ US)	429	—
Effets à 4,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2013 (300 \$ US)	313	—
Obligations à 7,00 %, libellées en dollars US, échéant en 2028 (250 \$ US)	271	—
Obligations à 7,875 %, libellées en dollars US, échéant en 2026 (275 \$ US)	325	—
Obligations à 9,25 %, libellées en dollars US, échéant en 2021 (300 \$ US)	402	—
Effets à moyen terme à 5,39 % de série 4, échéant en 2037	600	600
Effets à moyen terme à 5,80 % de série 4, échéant en 2018	700	700
Effets à moyen terme à 6,70 % de série 2, échéant en 2011	500	500
	10 342	6 881
Emprunt renouvelable portant intérêt à des taux variables		
Papier commercial, acceptations bancaires et prêts au TIOL	3 244	934
Total de la dette à long terme non garantie	13 586	7 815
Dette à long terme garantie	13	13
Contrats de location-acquisition	326	103
Juste valeur des swaps d'intérêts	18	25
Frais de financement reportés	(63)	(72)
	13 880	7 884
Tranche à court terme de la dette à long terme		
Contrats de location-acquisition	(14)	(9)
Juste valeur des swaps d'intérêts	(11)	(9)
Total de la tranche à court terme de la dette à long terme	(25)	(18)
Total de la dette à long terme	13 855	7 866

Certains effets et certaines obligations de la Société ont été acquis aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 3 et ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date de l'acquisition. La différence entre la juste valeur et le montant principal de ces emprunts de 121 millions \$ est amortie sur la durée restante de la dette.

Au 31 décembre 2009, les marges de crédit non utilisées atteignaient 4 208 millions \$, montant qui était réparti comme suit :

(en millions de dollars)	2009
Facilité entièrement renouvelable pour 364 jours, d'une durée de un an, échéant en 2010	61
Facilité entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2013	209
Facilité entièrement renouvelable d'une durée de cinq ans, échéant en 2013	7 320
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	598
Total des facilités de crédit disponibles	8 188
Facilités de crédit soutenant le papier commercial, les acceptations bancaires et les prêts au TIOL	3 244
Facilités de crédit soutenant des lettres de crédit de soutien	736
Total des facilités de crédit non utilisées	4 208

13. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Le cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, est le suivant :

(en millions de dollars)	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de devises	(248)	84
Gains non réalisés sur les activités de couverture utilisant des instruments dérivés	15	13
Total	(233)	97

14. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Charge (économie) d'impôts :				
Exigibles :				
Canada	28	113	599	520
Étranger	187	(5)	269	(6)
Futurs :				
Canada	(137)	(23)	(702)	515
Étranger	(50)	(61)	(23)	(34)
Total de la charge d'impôts	28	24	143	995

Au cours du quatrième trimestre de 2009, le gouvernement provincial de l'Ontario a promulgué une diminution de 4 % des taux d'imposition des sociétés pratiquement en vigueur dans la province. Par conséquent, la Société a comptabilisé une réduction de la charge d'impôts futurs de 148 millions \$ liée à la réévaluation du solde d'ouverture des impôts futurs, réduction qu'elle a affectée aux secteurs comme suit : Sables pétrolifères – 103 millions \$; Gaz naturel – 8 millions \$; Côte Est du Canada – 20 millions \$; Raffinage et commercialisation – 19 millions \$; Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations – (2) millions \$.

15. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT HORS TRÉSORERIE

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009 ⁽¹⁾	2008	2009 ⁽¹⁾	2008
Activités d'exploitation				
Débiteurs	55	474	123	226
Stocks	(209)	440	(585)	103
Créditeurs et charges à payer	503	59	282	186
Impôts à payer/à recevoir	(5)	15	(44)	(110)
	344	988	(224)	405

(1) Les soldes n'incluent pas les montants obtenus de Petro-Canada par suite de la fusion, mais indiquent les variations dans ces comptes de fonds de roulement postérieures au 1^{er} août 2009.

16. DESSAISSEMENT D'ACTIFS**Gaz naturel**

Le 31 décembre 2009, Suncor a conclu un accord portant sur la vente de la presque totalité de ses actifs pétroliers et gaziers producteurs dans les Rocheuses américaines pour un produit de 517 millions \$ (494 millions \$ US), ce qui équivaut approximativement à la valeur comptable nette de l'actif et du passif au 31 décembre 2009. La conclusion de la vente devrait avoir lieu en mars 2010.

Raffinage et commercialisation

Dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada, le Bureau de la concurrence du Canada a exigé que Suncor se départisse de 104 établissements de détail en Ontario. Le 8 décembre 2009, Suncor a convenu de vendre 98 établissements et la conclusion des ventes débutera à compter du premier semestre de 2010 au moment où la propriété des établissements individuels sera transférée à l'acheteur.

Faits saillants

(non vérifiés)

	2009	2008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		
(en dollars par action ordinaire – de base)		
Trimestres terminés les 31 décembre		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ⁽¹⁾	0,72	0,25
Exercices terminés les 31 décembre		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ⁽¹⁾	2,34	4,36
Ratios		
Exercices terminés les 31 décembre		
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽²⁾	2,6	22,5
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽³⁾	1,8	16,3
Dette nette et flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en nombre de fois) ⁽⁴⁾	4,8	1,8
Ratio pro forma – dette nette sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois) ⁽⁵⁾	3,2	n.d
Ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Bénéfice net ⁽⁶⁾	3,0	8,9
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ⁽⁷⁾	7,2	13,0
Au 31 décembre		
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage) ⁽⁸⁾	28,9	35,2

Information sur les actions ordinaires

Au 31 décembre

Cours de l'action à la clôture du marché		
Bourse de Toronto – en dollars CA	37,21	23,72
Bourse de New York – en dollars US	35,31	19,50
Options sur actions ordinaires en circulation (en milliers)	72 024	46 402
Exercices terminés les 31 décembre		
Nombre moyen en circulation, pondéré mensuellement (en milliers)	1 197 710	931 524

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

- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la période, divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.
- Pour l'exercice terminé; bénéfice net (637 millions \$ en 2009; 2 989 millions \$ en 2008) ajusté pour tenir compte du revenu de financement après impôts (509 millions \$ en 2009; charge de 852 millions \$ en 2008), divisé par le capital moyen investi (24 473 millions \$ en 2009; 13 298 millions \$ en 2008). 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 principaux projets en cours (le cas échéant) sur une base moyenne pondérée. Le rendement du capital investi (RCI) des secteurs d'exploitation de Suncor présenté dans le sommaire d'exploitation trimestriel est calculé d'une manière conforme à celle du RCI consolidé.
- Si le capital investi comprenait les coûts capitalisés relatifs aux principaux projets en cours (capital moyen investi, y compris les projets majeurs en cours : 35 128 millions \$ en 2009; 18 447 millions \$ en 2008), le rendement du capital investi serait celui présenté sur cette ligne.
- Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice terminé. L'augmentation des niveaux d'endettement découlant de la fusion avec Petro-Canada a fait en sorte que la mesure de notre dette nette sur nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a augmenté considérablement, étant donné que le calcul n'inclut que cinq mois de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités de l'ancienne société Petro-Canada.
- Pour calculer le ratio pro forma de la dette nette sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation, on additionne la dette à court terme et la dette à long terme, on soustrait de ce montant la trésorerie et les équivalents de trésorerie, puis on divise le résultat par la somme des flux de trésorerie liés à l'exploitation pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009 et des flux de trésorerie liés à l'exploitation de l'ancienne société Petro-Canada pour la période de sept mois terminée le 31 juillet 2009. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour les activités de l'ancienne société Petro-Canada durant cette période de sept mois ont totalisé 1 438 millions \$.
- Bénéfice net, majoré des impôts sur les bénéfices et des intérêts débiteurs, divisé par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, majorés de la charge d'impôts exigibles et des intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- 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 vérifiés)

	Trimestres terminés les					Exercices terminés les	
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	31 déc.	
	2009	2009	2009	2009	2008	2009	2008
SABLES PÉTROLIFÈRES							
Production ^{(1),(a)}							
Production totale (en excluant Syncrude)	278,9	305,3	301,0	278,0	243,8	290,6	228,0
Firebag ^(k)	51,1	54,3	48,3	42,4	39,7	49,1	37,4
MacKay River ^(k)	31,7	26,5***	—	—	—	29,7***	—
Syncrude	39,3	37,4***	—	—	—	38,5***	—
Ventes ^(a) (en excluant Syncrude)							
Brut léger peu sulfureux	100,8	89,6	99,4	108,8	95,7	99,6	77,0
Diesel	31,4	36,9	25,3	22,8	19,1	29,1	19,8
Brut léger sulfureux	142,4	146,8	150,5	102,7	144,2	135,7	128,7
Bitume	13,0	14,3	10,5	9,1	3,1	11,8	1,5
Total des ventes	287,6	287,6	285,7	243,4	262,1	276,2	227,0
Prix de vente moyen ^{(2),(b)} (en excluant Syncrude)							
Brut léger peu sulfureux*	77,71	71,99	65,83	54,64	63,69	67,26	98,66
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume) *	72,93	67,51	62,71	48,80	59,77	64,18	95,14
Total *	74,61	68,91	63,79	52,78	61,20	65,29	96,33
Total	64,81	61,70	59,00	59,14	61,53	61,26	95,96
Prix de vente moyen – Syncrude ^{(2),(b)}	78,81	75,17	—	—	—	77,36	—
Coûts d'exploitation au comptant et total des charges d'exploitation – total des activités (en excluant Syncrude) ^(c)							
Coûts au comptant	35,10	30,65	29,65	30,65	35,35	31,50	31,45
Gaz naturel	3,40	1,55	1,65	3,00	4,05	2,40	5,25
Bitume importé	0,20	0,05	—	0,05	1,90	0,05	1,80
Coûts d'exploitation au comptant ⁽³⁾	38,70	32,25	31,30	33,70	41,30	33,95	38,50
Frais de démarrage de projets	0,50	0,45	0,35	0,65	0,30	0,45	0,40
Total des coûts d'exploitation au comptant ⁽⁴⁾	39,20	32,70	31,65	34,35	41,60	34,40	38,90
Amortissement pour dépréciation et épuisement	10,00	7,60	7,20	7,30	7,50	8,00	6,95
Total des charges d'exploitation ⁽⁵⁾	49,20	40,30	38,85	41,65	49,10	42,40	45,85
Coûts d'exploitation au comptant et total des charges d'exploitation – Syncrude ^{(c)***}							
Coûts au comptant	29,65	29,50	—	—	—	29,60	—
Gaz naturel	3,45	2,10	—	—	—	2,90	—
Coûts d'exploitation au comptant ⁽³⁾	33,10	31,60	—	—	—	32,50	—
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—
Total des coûts d'exploitation au comptant ⁽⁴⁾	33,10	31,60	—	—	—	32,50	—
Amortissement pour dépréciation et épuisement	11,80	12,70	—	—	—	12,15	—
Total des charges d'exploitation ⁽⁵⁾	44,90	44,30	—	—	—	44,65	—
Coûts d'exploitation au comptant et total des charges d'exploitation – production de bitume <i>in situ</i> seulement ^(c)							
Coûts au comptant	11,35	10,25	11,15	10,50	16,55	10,90	13,00
Gaz naturel	6,05	4,30	5,25	7,90	9,65	5,70	12,30
Coûts d'exploitation au comptant ⁽⁶⁾	17,40	14,55	16,40	18,40	26,20	16,60	25,30
Frais de démarrage <i>in situ</i>	1,25	0,65	1,50	3,35	—	1,30	0,65
Total des coûts d'exploitation au comptant ⁽⁷⁾	18,65	15,20	17,90	21,75	26,20	17,90	25,95
Amortissement pour dépréciation et épuisement	6,65	5,95	6,00	7,10	6,55	6,35	6,35
Total des charges d'exploitation ⁽⁸⁾	25,30	21,15	23,90	28,85	32,75	24,25	32,30
Capital investi à la fin de la période à l'exclusion des projets majeurs en cours ⁽ⁱ⁾							
	16 141	14 833	10 008	10 610	9 352		
(exercice terminé)							
Rendement du capital investi ^(j)	4,2	8,4	11,1	22,9	35,5		
Rendement du capital investi ^{(j)**}	2,5	4,9	6,5	13,9	21,8		

Voir notes et définitions à la page 45

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les					Cinq mois terminés le	Exercices terminés les	
	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	31 déc. 2009	31 déc. 2009	31 déc. 2008
GAZ NATUREL								
Production brute								
Gaz naturel ^(d)								
Ouest du Canada	620	477	192	200	195	621	374	202
Rocheuses américaines	54	40	—	—	—	56	24	—
Liquides de gaz naturel et pétrole brut ^(a)								
Ouest du Canada	10,8	8,3	3,2	3,1	3,1	11,0	6,4	3,1
Rocheuses américaines	4,2	2,4	—	—	—	4,0	1,7	—
Production brute totale ^(f)								
Ouest du Canada	685	527	211	219	213	687	412	220
Rocheuses américaines	79	54	—	—	—	80	34	—
Prix de vente moyen ⁽²⁾								
Gaz naturel ^(g)								
Ouest du Canada	4,46	2,88	3,56	5,63	6,90	3,94	4,11	8,23
Rocheuses américaines	4,62	3,01	—	—	—	3,93	3,93	—
Gaz naturel ^{(g)*}								
Ouest du Canada	4,45	2,86	3,52	5,61	6,84	3,93	4,09	8,25
Rocheuses américaines	4,62	3,01	—	—	—	3,93	3,93	—
Liquides de gaz naturel et pétrole brut ^(b)								
Ouest du Canada	60,06	53,28	41,39	39,03	39,31	57,67	52,97	70,89
Rocheuses américaines	74,19	67,08	—	—	—	71,62	71,62	—
Capital investi à la fin de la période ⁽ⁱ⁾								
	3 349	3 632	1 200	1 195	1 152			
(exercice terminé)								
Rendement du capital investi ^(j)								
	(8,4)	(9,6)	(1,7)	5,0	7,7			

Voir notes et définitions à la page 45

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les					Exercices terminés les	
	31 déc. 2009	30 sept. 2009***	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	31 déc. 2009***	31 déc. 2008
CÔTE EST DU CANADA							
Production ^(a)							
Terra Nova	24,0	16,0	—	—	—	20,8	—
Hibernia	26,3	28,5	—	—	—	27,2	—
White Rose	13,3	5,1	—	—	—	10,0	—
Production totale	63,6	49,6	—	—	—	58,0	—
Prix de vente moyen ⁽²⁾	77,71	75,22	—	—	—	76,86	—
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours ⁽ⁱ⁾							
	2 142	2 050	—	—	—		
(exercice terminé)							
Rendement du capital investi ⁽ⁱ⁾	10,7	12,2	—	—	—		
Rendement du capital investi ^{(i)**}	6,5	7,4	—	—	—		
INTERNATIONAL							
Production ^(e)							
<i>Mer du Nord</i>							
Buzzard	59,9	29,4	—	—	—	47,8	—
Autres – R.-U.	18,2	11,4	—	—	—	15,5	—
Secteur néerlandais de la mer du Nord	12,9	13,8	—	—	—	13,2	—
Total – mer du Nord	91,0	54,6	—	—	—	76,5	—
<i>Autres – International</i>							
Libye	26,0	42,7	—	—	—	32,6	—
Trinité-et-Tobago	12,0	11,3	—	—	—	11,7	—
Total – autres – International	38,0	54,0	—	—	—	44,3	—
Production totale	129,0	108,6	—	—	—	120,8	—
Prix de vente moyen ⁽²⁾ – mer du Nord ⁽ⁱ⁾	71,46	68,67	—	—	—	71,63	—
Prix de vente moyen ⁽²⁾ – autres – International ⁽ⁱ⁾	59,04	62,40	—	—	—	61,25	—
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours ⁽ⁱ⁾							
	2 828	2 230	—	—	—		
(exercice terminé)							
Rendement du capital investi ⁽ⁱ⁾	11,5	7,3	—	—	—		
Rendement du capital investi ^{(i)**}	7,5	4,8	—	—	—		

Voir notes et définitions à la page 45

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les					Cinq mois terminés le	Exercices terminés les	
	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	31 déc. 2009	31 déc. 2009	31 déc. 2008
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION								
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés^(h)								
Carburants de transport								
Essence – vente au détail	16,5	12,5	4,0	3,8	3,9	16,6	9,3	3,9
– autres	6,5	5,8	4,7	4,4	5,0	6,4	5,3	4,0
Distillat	13,9	10,3	5,4	5,1	5,4	13,4	8,8	5,2
Total des ventes de carburants de transport	36,9	28,6	14,1	13,3	14,3	36,4	23,4	13,1
Produits pétrochimiques	1,2	1,7	1,0	1,0	1,0	1,7	0,8	0,8
Asphalte	2,0	2,4	0,7	0,8	0,5	2,5	1,5	0,6
Autres	1,9	3,0	1,0	0,5	0,5	2,7	2,0	1,0
Total des ventes de produits raffinés	42,0	35,7	16,8	15,6	16,3	43,3	27,7	15,5
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries ^(h)	28,3	25,5	11,8	11,3	11,2	29,9	29,6	11,0
Utilisation de la capacité de raffinage ⁽ⁱ⁾	83	94	87	84	101	88	87	99
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés^(h)								
Carburants de transport								
Essence – vente au détail	5,0	3,8	0,6	0,7	0,7	5,1	2,6	0,7
– autres	13,4	12,3	8,3	7,5	7,1	13,8	10,4	7,3
Distillat	15,6	11,8	5,0	5,4	5,5	15,4	9,5	5,6
Total des ventes de carburants de transport	34,0	27,9	13,9	13,6	13,3	34,3	22,5	13,6
Asphalte	0,9	1,7	1,4	1,2	1,0	1,2	1,3	1,2
Autres	6,0	4,6	1,8	1,0	0,9	6,0	3,4	1,2
Total des ventes de produits raffinés	40,9	34,2	17,1	15,8	15,2	41,5	27,2	16,0
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries ^(h)	33,4	27,8	15,6	14,2	13,6	33,6	33,6	13,7
Utilisation de la capacité de raffinage ⁽ⁱ⁾	96	100	106	96	95	97	97	96
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours⁽ⁱ⁾	8 304	8 300	3 224	2 985	2 974			
(exercice terminé)								
Rendement du capital investi⁽ⁱ⁾	7,5	2,5	3,0	3,7	1,8			

Voir notes et définitions à la page 45

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les					Exercices terminés les	
	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	31 déc. 2009	31 déc. 2008
PRODUITS NETS							
Gaz naturel ^(g)							
Ouest du Canada							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	5,05	3,76	3,88	5,77	6,99	4,58	9,35
Redevances	(0,72)	(0,24)	0,33	(1,14)	(1,60)	(0,49)	(2,17)
Charges d'exploitation	(1,77)	(1,90)	(1,71)	(1,65)	(1,46)	(1,79)	(1,60)
Produits d'exploitation nets	2,56	1,62	2,50	2,98	3,93	2,30	5,58
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(2,62)	(2,73)	(2,92)	(2,97)	(2,98)	(2,74)	(2,89)
Frais généraux et autres	(1,09)	(1,60)	(1,63)	(0,78)	(1,23)	(1,29)	(1,23)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(1,15)	(2,71)	(2,05)	(0,77)	(0,28)	(1,73)	1,46
Rocheuses américaines							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	7,15	5,20	—	—	—	6,35	—
Redevances	(1,13)	(0,82)	—	—	—	(1,01)	—
Charges d'exploitation	(1,83)	(1,79)	—	—	—	(1,82)	—
Produits d'exploitation nets	4,19	2,59	—	—	—	3,52	—
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(3,44)	(3,20)	—	—	—	(3,35)	—
Frais généraux et autres	(0,66)	(0,47)	—	—	—	(0,58)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	0,09	(1,08)	—	—	—	(0,41)	—
Total Gaz naturel							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	5,26	3,89	3,88	5,77	6,99	4,71	9,35
Redevances	(0,76)	(0,29)	0,33	(1,14)	(1,60)	(0,53)	(2,17)
Charges d'exploitation	(1,78)	(1,89)	(1,71)	(1,65)	(1,46)	(1,79)	(1,60)
Produits d'exploitation nets	2,72	1,71	2,50	2,98	3,93	2,39	5,58
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(2,70)	(2,78)	(2,92)	(2,97)	(2,98)	(2,79)	(2,89)
Frais généraux et autres	(1,05)	(1,49)	(1,63)	(0,78)	(1,23)	(1,23)	(1,23)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(1,03)	(2,56)	(2,05)	(0,77)	(0,28)	(1,63)	(1,46)
Côte Est du Canada ^(b)							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	79,69	77,85	—	—	—	79,07	—
Redevances	(25,26)	(21,02)	—	—	—	(23,82)	—
Charges d'exploitation	(7,89)	(13,36)	—	—	—	(9,76)	—
Produits d'exploitation nets	46,54	43,47	—	—	—	45,49	—
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(26,56)	(17,48)	—	—	—	(23,47)	—
Frais généraux et autres	(1,33)	(0,52)	—	—	—	(1,05)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	18,65	25,47	—	—	—	20,97	—

Voir notes et définitions à page 45

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les					Exercices terminés les	
	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	31 déc. 2009	31 déc. 2008
International							
Mer du Nord ^(b)							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	71,46	72,06	—	—	—	71,63	—
Charges d'exploitation	(8,08)	(14,04)	—	—	—	(9,78)	—
Produits d'exploitation nets	63,38	58,02	—	—	—	61,85	—
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(34,63)	(24,54)	—	—	—	(31,76)	—
Frais généraux et autres	(4,62)	(7,61)	—	—	—	(5,48)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	24,13	25,87	—	—	—	24,61	—
Autres – International							
Afrique du Nord et Proche-Orient ^(b)							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	79,97	76,02	—	—	—	78,19	—
Redevances	(32,12)	(46,46)	—	—	—	(39,88)	—
Charges d'exploitation	(6,03)	(2,21)	—	—	—	(4,05)	—
Produits d'exploitation nets	41,82	27,35	—	—	—	34,26	—
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(7,70)	(2,31)	—	—	—	(4,89)	—
Frais généraux et autres	(10,15)	(5,21)	—	—	—	(7,57)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	23,97	19,83	—	—	—	21,80	—
Autres – International							
Nord de l'Amérique latine ⁽⁹⁾							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	2,58	2,09	—	—	—	2,42	—
Redevances	(0,10)	(1,58)	—	—	—	(0,69)	—
Charges d'exploitation	(0,13)	(0,46)	—	—	—	(0,26)	—
Produits d'exploitation nets	2,35	0,05	—	—	—	1,47	—
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(1,84)	(0,79)	—	—	—	(1,44)	—
Frais généraux et autres	0,04	0,12	—	—	—	0,08	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	0,55	(0,62)	—	—	—	0,11	—
Total International ^(l)							
Prix moyen réalisé ⁽⁹⁾	67,96	67,42	—	—	—	67,86	—
Redevances	(6,52)	(19,25)	—	—	—	(11,17)	—
Charges d'exploitation	(6,99)	(8,22)	—	—	—	(7,44)	—
Produits d'exploitation nets	54,45	39,95	—	—	—	49,25	—
Amortissement pour dépréciation et épuisement	(27,02)	(13,74)	—	—	—	(22,27)	—
Frais généraux et autres	(5,29)	(5,79)	—	—	—	(5,46)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	22,14	20,42	—	—	—	21,52	—

Voir notes et définitions à la page 45

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 aux activités d'exploitation, le rendement du capital investi et les coûts d'exploitation au comptant et totaux 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 préparées conformément aux PCGR.

Définitions

- | | |
|--|---|
| (1) Production totale provenant de l'exploitation | – La production totale provenant de l'exploitation comprend la production totale tirée des activités d'exploitation minière et des activités d'exploitation <i>in situ</i> . |
| (2) Prix de vente moyen | – Cette statistique d'exploitation est calculée avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes et elle exclut l'incidence réalisée des activités de couverture, sauf si mentionné. |
| (3) Coûts d'exploitation au comptant | – Comprend les coûts au comptant, lesquels 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, des impôts, à l'exclusion des impôts sur les bénéfices et du coût du bitume de tiers. Les montants par baril sont calculés selon la totalité de la production. Se reporter au rapport de gestion pour un rapprochement de cette mesure financière hors PCGR pour le total des activités (à l'exclusion de Syncrude). |
| (4) Total des coûts d'exploitation au comptant | – Comprend les coûts d'exploitation au comptant, tels qu'ils sont définis ci-dessus et les charges décaissées pour le démarrage. Les montants par baril sont calculés selon la totalité de la production. |
| (5) Total des charges d'exploitation | – Comprend le total des coûts d'exploitation au comptant, tels qu'ils sont définis ci-dessus, et les coûts d'exploitation hors caisse. Les montants par baril sont calculés selon la totalité de la production. |
| (6) Coûts d'exploitation au comptant – production de bitume <i>in situ</i> | – Comprend les coûts au comptant, lesquels 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 des impôts, à l'exclusion des impôts sur les bénéfices. Les montants par baril sont calculés selon la production <i>in situ</i> seulement. |
| (7) Total des coûts d'exploitation au comptant – production de bitume <i>in situ</i> | – Comprend les coûts d'exploitation au comptant – production de bitume <i>in situ</i> , telle qu'elle est définie ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage des activités. Les montants par baril sont calculés selon la production <i>in situ</i> seulement. |
| (8) Total des charges d'exploitation – production de bitume <i>in situ</i> | – Comprend le total des coûts d'exploitation au comptant – production de bitume <i>in situ</i> , telle qu'elle est définie ci-dessus, et les coûts d'exploitation hors caisse. Les montants par baril sont calculés selon la production <i>in situ</i> seulement. |
| (9) Prix moyen reçu | – 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.
- ** Compte tenu du capital investi découlant des coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours, le rendement du capital investi serait celui présenté sur cette ligne.
- *** Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2009 et l'exercice terminé le 31 décembre 2009, le sommaire d'exploitation trimestriel reflète les résultats des activités d'exploitation depuis la fusion avec Petro-Canada le 1^{er} août 2009.
- **** Les lecteurs sont avisés que les coûts au comptant par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (incluant les propres coûts au comptant par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les coûts d'exploitation et les dépenses d'immobilisations parmi les producteurs.

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

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc.

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



C.P. 38, 112 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canada T2P 2V5
Tél. : (403) 269-8100 Téléc. : (403) 269-6217 info@suncor.com www.suncor.com