



PREMIER TRIMESTRE 2010

Rapport aux actionnaires pour la période terminée le 31 mars 2010

Suncor Énergie annonce ses résultats financiers pour le premier trimestre

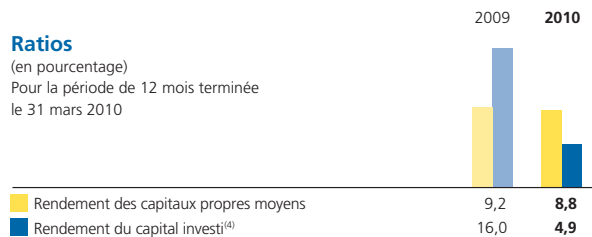
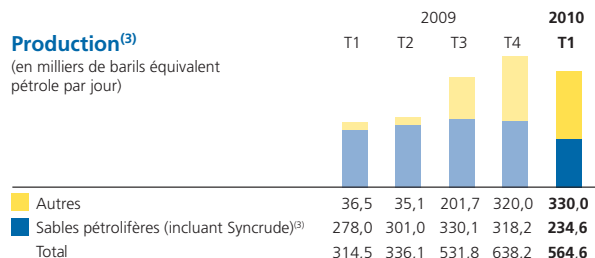
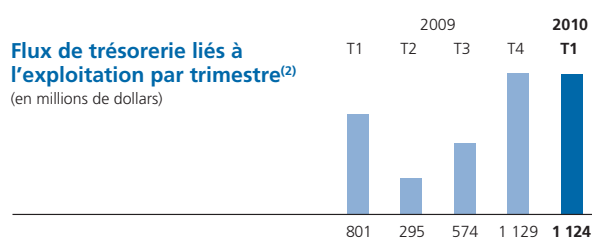
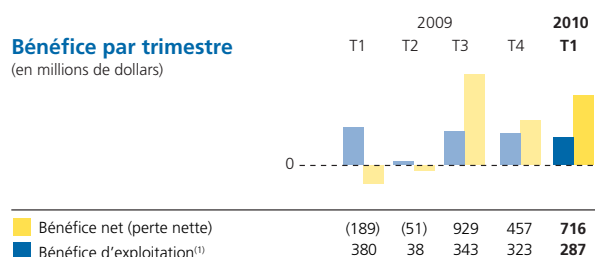
Les informations financières ne sont pas vérifiées et elles sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certaines mesures financières citées dans ce document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Pour une description de ces mesures, voir Mesures financières non définies par les PCGR aux pages 33 à 35. 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. À ce titre, les résultats pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion et les chiffres comparatifs pour les trimestres terminés le 31 mars 2009 reflètent seulement les résultats de l'ancienne société Suncor avant la fusion.

Suncor Énergie Inc. a enregistré un bénéfice net de 716 millions \$ (0,46 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2010, comparativement à une perte nette de 189 millions \$ (0,20 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2009. Le bénéfice d'exploitation⁽¹⁾ du premier trimestre de 2010 s'est élevé à 287 millions \$ (0,18 \$ par action ordinaire), comparativement à 380 millions \$ (0,41 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2009.

La réduction du bénéfice d'exploitation est principalement attribuable à la baisse des volumes de production à nos installations des sables pétrolifères découlant de l'impact de deux incendies survenus aux usines de valorisation. Ceci a été contrebalancé en partie par une capacité de production accrue par la suite de la fusion avec Petro-Canada. La Société a également pu tirer parti des prix de référence plus élevés du pétrole brut au cours du trimestre qui ont été partiellement contrebalancés par la force du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation⁽²⁾ ont atteint 1,124 milliard \$ (0,72 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2010, par rapport à 801 millions \$ (0,86 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2009. La hausse des flux de trésorerie liés à l'exploitation est principalement attribuable aux volumes accrus enregistrés à la suite de la fusion.



(1) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 2 pour un rapprochement du bénéfice net et du bénéfice d'exploitation.

(2) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 34.

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

(4) Mesure non définie par les PCGR. Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours. Se reporter à la page 34.

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 aux pages 33 à 35 pour une description des mesures financières non définies par les PCGR.

Trimestres terminés les 31 mars		
(en millions de dollars, après impôts)		
	2010	2009
Bénéfice net (perte nette), montant établi	716	(189)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques	(8)	266
(Gain) perte de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(230)	148
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	(51)	19
Frais de démarrage de projets	9	11
Coûts liés au report de projets de croissance	30	125
Coûts de fusion et d'intégration	16	—
Gains liés à des cessions importantes	(195)	—
Bénéfice d'exploitation	287	380

La production d'amont totale de Suncor durant le premier trimestre de 2010 s'est chiffrée en moyenne à 564 600 barils équivalent pétrole (bep) par jour, comparativement à 314 500 bep par jour durant le premier trimestre de 2009. Le premier trimestre de 2010 reflète les résultats de volumes de production d'amont supplémentaires liés à la fusion avec Petro-Canada qui n'avaient pas été comptabilisés dans les volumes du premier trimestre de 2009.

La production du secteur Sables pétrolifères (en excluant la quote-part proportionnelle dans la coentreprise Syncrude) a représenté en moyenne 202 300 barils par jour au premier trimestre de 2010, comparativement à 278 000 barils par jour au premier trimestre de 2009. La production a été touchée négativement durant le premier trimestre de 2010 par des arrêts de maintenance non planifiés à la suite d'incendies survenus aux usines de valorisation en décembre 2009 et en février 2010. Les réparations ont été effectuées et les installations de valorisation des sables pétrolifères ont repris depuis leur rythme de production.

« Bien que le début de l'année ait été un peu plus lent que prévu en raison de contre-performances dans le secteur Sables pétrolifères, les autres secteurs de la Société ont obtenu de bons résultats et la production tirée des sables pétrolifères a repris à son rythme habituel, souligne Rick George, président et chef de la direction. Avec la reprise des activités aux deux usines de valorisation, nous avons atteint une production moyenne dans le secteur Sables pétrolifères d'environ 333 000 barils par jour en avril – un mois record à ce jour. »

Les charges d'exploitation décaissées liées aux activités de notre secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude) ont atteint 54,85 \$ par baril durant le premier trimestre de 2010, comparativement à 33,70 \$ par baril durant le premier trimestre de 2009. La hausse des charges d'exploitation décaissées par baril a été principalement attribuable à des niveaux de production plus bas.

La quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude a représenté en moyenne une production de 32 300 barils par jour durant le premier trimestre de 2010.

La production du secteur Gaz naturel a atteint en moyenne 733 millions de pieds cubes (Mpi³) équivalent gaz par jour durant le premier trimestre de 2010, comparativement à 219 Mpi³ équivalent gaz par jour durant le premier trimestre de 2009, surtout en raison de l'ajout des actifs de gaz naturel de Petro-Canada.

La production du secteur International et extracôtier a représenté en moyenne 207 800 barils équivalent pétrole par jour durant le premier trimestre de 2010. Bien que la production ait été touchée négativement par des interruptions mineures non planifiées aux installations de la Société en mer du Nord et par des limites de production imposées par des quotas en Libye, tous les actifs de la Côte Est du Canada ont dépassé les attentes de la direction en matière de production durant ce trimestre.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés provenant du segment Raffinage et commercialisation se sont chiffrées en moyenne à 82 200 mètres cubes par jour durant le premier trimestre de 2010, comparativement à 31 400 mètres cubes par jour liés aux activités de l'ancienne société Suncor durant le premier trimestre de 2009, ce qui reflète la fusion avec Petro-Canada. Le bénéfice d'exploitation s'est accru par rapport à celui de la même période l'an dernier, surtout en raison des volumes accrus par la suite de la fusion, malgré une baisse généralisée des marges de raffinage.

État des initiatives de croissance

La construction a été réalisée en deçà du délai et du budget prévus dans le cadre du projet gazier Ebla de 1,2 milliard \$ dans le centre de la Syrie. La production tirée du projet gazier Ebla a été reliée au réseau gazier syrien en mars 2010 et la mise en production commerciale a eu lieu le 19 avril 2010 à la suite de la période de production d'essai réussie. Les installations ont une capacité de production prévue d'environ 80 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel en plus des volumes de gaz de pétrole liquéfié et de condensats connexes.

La construction s'est poursuivie dans le cadre de la troisième phase du projet à l'installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag. Le projet d'agrandissement prévu de 3,6 milliards \$ devrait entrer en production au cours du deuxième trimestre de 2011 et les volumes devraient augmenter ensuite graduellement sur une période d'environ 18 mois jusqu'à la capacité nominale d'environ 62 500 barils de bitume par jour.

En mars, l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta a approuvé la demande de Suncor concernant la mise en valeur de trois phases supplémentaires de son projet Firebag. Les phases quatre, cinq et six de Firebag ont chacune une capacité de production prévue d'environ 62 500 barils par jour. Les activités d'ingénierie et de planification liées à la phase quatre de Firebag se sont poursuivies au cours du premier trimestre. La mise en production devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2012.

« L'obtention des approbations réglementaires pour les phases quatre à six de Firebag permet d'ajouter un élément additionnel à un portefeuille de projets de croissance déjà bien garni, explique Rick George. Nous poursuivons la révision de ce portefeuille et prévoyons annoncer les grandes lignes des prochaines étapes de notre stratégie de croissance d'ici la fin de l'exercice. »

En plus des travaux d'agrandissement menés dans le cadre du projet Firebag, d'autres travaux sont en cours afin de procéder à l'agrandissement du champ White Rose de la Côte Est du Canada (dans lequel Suncor détient une participation de 26,125 %); à l'agrandissement de l'usine d'éthanol St. Clair de la Société et à la construction d'une unité de naphta conçue pour accroître la valeur des combinaisons de produits des Sables pétrolifères de la Société.

« Nous avons confirmé notre objectif de 1 milliard \$ par année en matière d'économies en capital grâce à un meilleur alignement et une meilleure coordination de nos projets, au nombre accru de projets de haute qualité disponibles et des économies réalisées suite au regroupement de nos deux entreprises », a souligné Rick George.

Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor est allée de l'avant avec ses projets pour se départir de certains actifs non essentiels. À ce jour, Suncor dispose d'ententes, ou a conclu des ententes, visant à se départir d'actifs totalisant environ 1,5 milliard \$.

- Le 1^{er} mars 2010, Suncor a conclu la vente de la presque totalité de ses actifs d'amont dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 millions \$ US. Les actifs d'amont non réalisés situés dans les Rocheuses américaines ont été vendus peu de temps après.
- Le 31 mars 2010, la Société a conclu la vente d'autres actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et connus sous le nom de Jedney/Blueberry, pour un produit net de 383 millions \$.
- Le 24 mars 2010, la Société a signé un accord pour vendre certains actifs de gaz naturel situés dans le centre de l'Alberta, connus sous le nom de Rosevear et Pine Creek. La vente, dont le produit est 235 millions \$, devrait être finalisée au cours du deuxième trimestre de 2010.
- Le 25 février 2010, la Société a signé un accord pour vendre tous ses actifs situés à Trinité-et-Tobago. La vente, dont le produit est de 380 millions \$ US, devrait être finalisée au cours du deuxième trimestre de 2010.

Les cessions proposées non réalisées comprennent certains actifs de gaz naturel situés dans l'Ouest du Canada et des actifs non essentiels situés en mer du Nord, incluant tous les actifs aux Pays-Bas. Bien que l'échéancier pour la vente d'actifs demeure flexible, Suncor s'attend à ce que la majeure partie des ventes non réalisées soient conclues au cours de 2010. Le produit de ces ventes, et des ventes antérieures, devrait servir à réduire la dette de la Société.

« Que ce soit au chapitre du repositionnement de nos actifs de base et de la réduction de la dette ou de la réalisation des synergies et de l'alignement des processus et des plateformes dans l'ensemble de la Société, l'intégration de la fusion se déroule conformément au plan », a indiqué Rick George.

Perspectives

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

résultats réels peuvent différer de façon importante des objectifs présentés. Les lecteurs sont avertis de ne pas se fier indûment à ces perspectives.

Les perspectives opérationnelles suivantes ont été révisées conformément aux perspectives opérationnelles publiées par la direction le 2 février 2010. Les révisions portent principalement sur les éléments suivants :

- les perspectives de production du secteur Sables pétrolifères ont été rajustées à 280 000 barils par jour (+/- 5 %) par rapport à 300 000 barils par jour (+/- 5 %), surtout en raison des deux incendies survenus aux usines de valorisation en décembre 2009 et en février 2010, ce qui a également eu un impact sur la combinaison des ventes de produits, les prix réalisés et les charges d'exploitation décaissées;
- les perspectives de production du secteur Gaz naturel avant les cessions planifiées non réalisées ont été rajustées à 580 Mpi³ équivalent gaz par jour (+/- 5 %) par rapport à 680 Mpi³ équivalent gaz par jour (+/- 5 %), en raison des cessions réalisées dans les Rocheuses américaines et dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique durant le premier trimestre de 2010, ce qui a également modifié à la baisse les perspectives de production liée aux cessions planifiées;
- les perspectives de production de la Côte Est du Canada ont été rajustées à 60 000 barils par jour (+/- 5 %) par rapport à 55 000 barils par jour (+/- 5 %), surtout en raison du rendement observé à ce jour;
- les perspectives de production du secteur International ont été rajustées à 133 000 barils équivalent pétrole par jour (+/- 5 %) par rapport à 138 000 barils équivalent pétrole par jour (+/- 5 %) en raison du rendement observé à ce jour; et
- les perspectives de production du secteur International liée aux cessions planifiées ont été rajustées de 25 000 barils équivalent pétrole par jour à 40 000 barils équivalent pétrole par jour (+/- 5 %) surtout en raison d'une décision prise au cours du premier trimestre de 2010 portant sur la vente d'actifs additionnels situés en mer du Nord.

Ces changements ont également eu une incidence sur les perspectives de production totale qui ont été rajustées à 608 000 barils équivalent pétrole par jour (+/- 5 %) par rapport à 644 000 barils équivalent pétrole par jour (+/- 5 %) et sur les perspectives de production totale liée aux cessions planifiées non réalisées qui ont été rajustées à 70 000 barils équivalent pétrole par jour par rapport à 75 000 barils équivalent pétrole par jour.

	Résultats réels pour le trimestre terminé le 31 mars 2010	Prévisions pour l'ensemble de l'exercice 2010
Production totale (en bep par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	564 600	608 000 (+/- 5 %)
Production totale (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	s.o.	70 000
Sables pétrolifères⁽²⁾		
Production (en barils par jour)	202 300	280 000 (+/- 5 %)
Ventes ⁽³⁾		
Diesel	7 %	9 %
Peu sulfureux	31 %	36 %
Sulfureux	41 %	46 %
Bitume	21 %	9 %
Réalisation sur l'ensemble des ventes de pétrole ⁽³⁾⁽⁴⁾	WTI à Cushing moins 8,86 \$ CA par baril	WTI à Cushing moins 7,00 \$ CA à 8,00 \$ CA par baril
Charges d'exploitation décaissées ⁽⁵⁾	54,85 \$ par baril	38 \$ à 42 \$ par baril
Production de Syncrude (en barils par jour)	32 300	38 000 (+/- 5 %)
Gaz naturel		
Production ⁽⁶⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	733	580 (+/- 5 %)
Production ⁽⁶⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	s.o.	180
Gaz naturel	89 %	91 %
Pétrole brut et liquides	11 %	9 %
Côte Est du Canada		
Production (en barils par jour)	74 600	60 000 (+/- 5 %)
International		
Production (en bep par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾	133 200	133 000 (+/- 5 %)
Production (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾	s.o.	40 000
Pétrole brut et liquides ⁽¹⁾	85 %	84 %
Gaz naturel ⁽⁷⁾	15 %	16 %

(1) Les résultats de production réels seront touchés en fonction du moment où les cessions planifiées auront lieu. Les cessions planifiées comprises dans ce tableau des perspectives ne sont pas directement comparables aux activités abandonnées présentées dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de la Société du 31 mars 2010, étant donné que certains actifs ciblés pour la vente n'ont pas répondu aux critères afin de se qualifier comme activités abandonnées, conformément aux PCGR.

- (2) Exclut la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude.
- (3) Compte tenu des résultats du premier trimestre et des prévisions pour le reste de l'exercice, les perspectives pour la composition des ventes et la réalisation sur l'ensemble des ventes de pétrole brut ont été révisées. Les perspectives pour 2010 fournies dans notre rapport aux actionnaires pour le quatrième trimestre de 2009 étaient diesel – 8 %, peu sulfureux – 39 %, sulfureux – 46 % et bitume – 7 %. La réalisation initiale sur l'ensemble des ventes de pétrole brut était WTI à Cushing moins 4,75 \$ CA à 5,75 \$ CA par baril.
- (4) Exclut l'incidence des activités de couverture.
- (5) Les estimations des charges d'exploitation décaissées (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 qui précède; et (ii) prix du gaz naturel de 5,00 \$ le gigajoule (5,28 \$ le Kpi³) au carrefour AECCO.
- (6) 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.
- (7) Compte tenu des résultats du premier trimestre et des prévisions pour le reste de l'exercice, les perspectives pour la composition des ventes du secteur International ont été révisées. Les perspectives pour 2010 fournies dans notre rapport aux actionnaires pour le quatrième trimestre de 2009 étaient pétrole brut et liquides de gaz naturel – 87 % et gaz naturel – 13 %.

Ces perspectives sont basées sur les estimations, projections et hypothèses actuelles à l'égard 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 hypothèses en ce qui concerne les perspectives des secteurs Gaz naturel, International et Côte Est du Canada pour l'ensemble de 2010 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations, les modifications des quotas de production et l'exécution réussie des révisions planifiées.

Facteurs de risque influant sur le rendement

Les facteurs pouvant influencer sur les résultats d'exploitation et les résultats financiers de Suncor en 2010 comprennent notamment, sans s'y limiter :

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

Les paragraphes et les tableaux précédents contiennent des renseignements prospectifs qui sont soumis à un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont plusieurs indépendants de la Société. Pour plus de renseignements sur les risques, incertitudes et autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels soient différents, se reporter à la page 35.

RAPPORT DE GESTION

Le 3 mai 2010

Ce rapport de gestion contient des renseignements prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces renseignements sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion et les autres documents déposés par Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces renseignements sont avisés que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque importants et les hypothèses sous-jacentes, se reporter à la page 34.

Ce rapport de gestion doit être lu parallèlement avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Suncor au 31 mars 2010 et les notes y afférentes. Sauf indication contraire, toute l'information financière est présentée en dollars canadiens (\$) CA et est conforme aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Certaines mesures financières mentionnées dans ce rapport de gestion, à savoir le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi (RCI), les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation totales par baril ne sont pas définies par les PCGR. Elles sont décrites et rapprochées à la rubrique Mesures financières non définies par les PCGR aux pages 33 à 35.

Afin de fournir aux actionnaires une information complète sur les dépenses en immobilisations susceptibles d'être engagées dans l'avenir, nous avons fourni des estimations de coûts pour des projets qui, dans certains cas, n'en sont encore qu'aux premiers stades de développement. Ces coûts ne sont que des estimations préliminaires. La Société s'attend à ce que les montants réels diffèrent des montants estimatifs et les écarts pourraient être importants. Pour plus de renseignements sur nos projets d'investissement majeurs, se reporter à la rubrique État des projets d'investissement majeurs à la page 30.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc., à ses filiales, à ses sociétés de personnes et à ses participations dans des coentreprises, sauf si le contexte exige une interprétation différente. Les expressions « ancienne société Suncor » et « ancienne société Petro-Canada » désignent l'entité applicable avant le 1^{er} août 2009, date de prise d'effet de la fusion.

Le 1^{er} août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada, désignée sous le nom de « la fusion » dans ce rapport de gestion. Pour plus de renseignements sur la fusion, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés vérifiés au 31 décembre 2009.

Les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés incluent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1^{er} août 2009. En conséquence, les montants présentés dans ce rapport de gestion pour les trimestres terminés les 31 mars 2010, 31 décembre 2009 et 30 septembre 2009 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion, tandis que les chiffres comparatifs pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 et toutes les autres périodes comparables antérieures au 30 septembre 2009 reflètent seulement les résultats de l'ancienne société Suncor.

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

L'unité de mesure « baril équivalent pétrole » ou bep peut porter à confusion, surtout si elle est utilisée hors contexte. Le ratio de conversion utilisé, qui suppose que six milles 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.

Les tableaux et diagrammes figurant dans ce document font partie intégrante du rapport de gestion.

Les documents additionnels déposés par Suncor et l'ancienne société Petro-Canada auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (SEC) aux États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 5 mars 2010 (la notice annuelle 2009) déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à www.sedar.com, à www.sec.gov et sur notre site Web www.suncor.com. Le contenu d'information de notre site Web ou celui auquel on peut accéder à partir de ce dernier ne fait pas partie de ce rapport de gestion et n'y est pas non plus incorporé par renvoi.

SOMMAIRE ET FAITS SAILLANTS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS**Description des activités**

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

Dans le cadre de l'alignement stratégique continu de ses activités, Suncor a l'intention de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels de gaz naturel, de tous les actifs à Trinité-et-Tobago et de certains actifs non essentiels en mer du Nord, y compris tous les actifs aux Pays-Bas. Les actifs vendus au cours de cette période, ou qui en sont à une étape donnée du processus de vente, sont présentés en tant qu'activités abandonnées, conformément aux PCGR. Certains actifs non essentiels que la Société a ciblés pour la vente n'ont pas répondu à certains critères afin de se qualifier comme activités abandonnées et continuent à être comptabilisés comme des activités poursuivies de la Société pour l'instant.

Sommaire des résultats financiers consolidés trimestriels

Trimestres terminés les (en millions de dollars, sauf les montants par action)	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	30 sept. 2008	30 juin 2008
Produits (déduction faite des redevances)⁽¹⁾	7 546	7 636	8 443	4 768	4 633	6 952	8 507	7 640
Bénéfice net (perte nette)								
Activités poursuivies	475	479	940	(52)	(192)	(218)	801	815
Activités abandonnées	241	(22)	(11)	1	3	3	14	14
	716	457	929	(51)	(189)	(215)	815	829
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies par action ordinaire								
De base	0,30	0,31	0,75	(0,06)	(0,21)	(0,24)	0,86	0,88
Dilué(e)	0,30	0,30	0,75	(0,06)	(0,21)	(0,24)	0,84	0,86
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	0,46	0,29	0,69	(0,06)	(0,20)	(0,24)	0,87	0,89
Dilué(e)	0,46	0,29	0,68	(0,06)	(0,20)	(0,24)	0,86	0,87
Bénéfice (perte) d'exploitation⁽²⁾								
Activités poursuivies	214	343	354	39	377	17	872	855
Activités abandonnées	73	(20)	(11)	(1)	3	(3)	14	14
	287	323	343	38	380	14	886	869
Bénéfice d'exploitation par action ordinaire	0,18	0,21	0,27	0,04	0,41	0,02	0,95	0,91
Flux de trésorerie liés à l'exploitation⁽¹⁾⁽²⁾	1 124	1 129	574	295	801	231	1 146	1 530
Rendement du capital investi⁽²⁾⁽³⁾	4,9	2,6	3,7	7,3	16,0	22,5	28,7	28,8

(1) Inclut les activités poursuivies et abandonnées.

(2) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter aux pages 33 et 34.

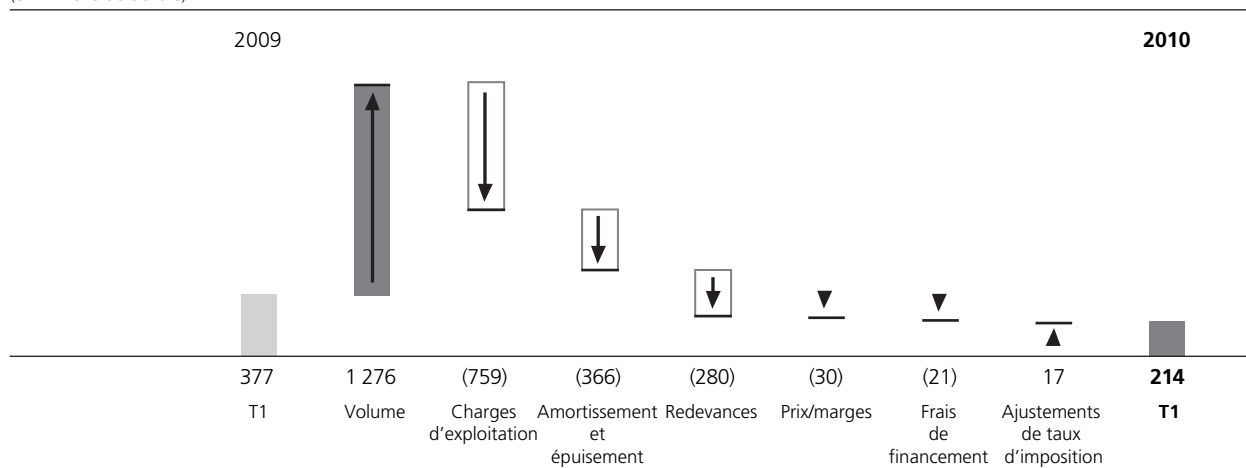
(3) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.

Faits saillants

- Le bénéfice net pour le premier trimestre de 2010 a été de 716 millions \$, comparativement à une perte nette de 189 millions \$ pour le premier trimestre de 2009. Le bénéfice d'exploitation au premier trimestre de 2010 s'est élevé à 287 millions \$, comparativement à 380 millions \$ au premier trimestre de 2009. Le bénéfice d'exploitation plus faible a été surtout attribuable aux volumes réduits de production des sables pétrolifères, le temps que la Société se remette de l'incidence de deux incendies à ses usines de valorisation. Ce facteur a été contrebalancé en partie par la production d'amont additionnelle par suite de la fusion avec Petro-Canada. La Société a aussi bénéficié des prix plus élevés du pétrole brut de référence durant le trimestre, ce qui a été contrebalancé en partie par la vigueur du dollar canadien par rapport au dollar américain.
- Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 1,124 milliard \$ au premier trimestre de 2010, par rapport à 801 millions \$ au premier trimestre de 2009. La hausse des flux de trésorerie liés à l'exploitation est principalement attribuable aux volumes accrus enregistrés à la suite de la fusion.
- Dans le secteur Sables pétrolifères, les réparations à l'usine de valorisation 2, qui avait été partiellement endommagée par un incendie en décembre 2009, se sont achevées au premier trimestre. L'usine a repris ses opérations normales en février 2010. Le 9 février 2010, un deuxième incendie non relié s'est produit à l'usine de valorisation 1 qui, au 1^{er} avril 2010, avait été réparée et avait repris ses opérations à plein rendement.
- La production d'amont totale ce trimestre s'est chiffrée à 564 600 barils équivalent pétrole (bep) par jour, comparativement à 314 500 bep par jour au premier trimestre de 2009. Bien que la production du secteur Sables pétrolifères ait été très touchée par les incendies aux usines de valorisation, la production a dépassé les attentes de la direction dans les secteurs Gaz naturel et International et extracôtier.
- En Syrie, une production d'essai provenant du projet gazier Ebla a été introduite dans le réseau gazier syrien pour la première fois en mars 2010. La production commerciale a débuté le 19 avril 2010.
- En mars 2010, la Société a obtenu l'approbation réglementaire pour développer les quatrième, cinquième et sixième phases d'agrandissement du projet d'exploitation de sables pétrolifères *in situ* Firebag. Chaque phase a une capacité de production prévue d'environ 62 500 barils par jour.
- Durant le trimestre, la construction de la troisième phase d'agrandissement du projet de l'installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag s'est poursuivie. On prévoit actuellement que cette phase, dont le coût est de 3,6 milliards \$, entrera en production au deuxième trimestre de 2011. Les volumes augmenteront ensuite graduellement sur une période d'environ 18 mois pour atteindre la capacité de production prévue approximative de 62 500 barils de bitume par jour.
- Le 1^{er} mars 2010, Suncor a conclu la vente de la presque totalité de ses actifs d'amont dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 millions \$ US. Les actifs d'amont non réalisés situés dans les Rocheuses américaines ont été vendus peu de temps après.
- Le 31 mars 2010, la Société a conclu la vente d'autres actifs de gaz naturel non essentiels dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et connus sous le nom de Jedney/Blueberry, pour un produit net de 383 millions \$.
- La Société a aussi signé au cours du premier trimestre de 2010 deux accords additionnels portant sur la vente d'actifs non essentiels. Le premier accord inclut certains actifs de gaz naturel situés dans le centre de l'Alberta, connus sous le nom de Rosevear et Pine Creek, en contrepartie de 235 millions \$ au total, tandis que le deuxième accord prévoit la vente de tous les actifs de Suncor à Trinité-et-Tobago en contrepartie de 380 millions \$ US au total.

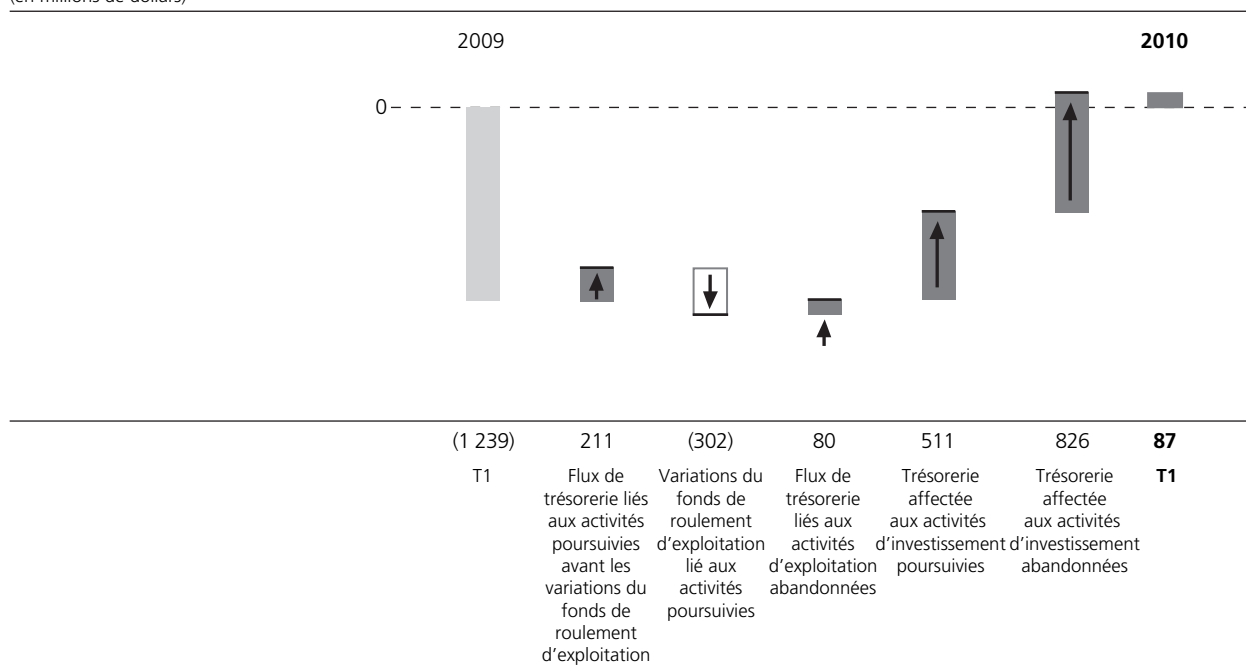
Bénéfice d'exploitation consolidé lié aux activités poursuivies

(en millions de dollars)



Flux de trésorerie nets consolidés avant les activités de financement

(en millions de dollars)



Volumes

Trimestres terminés les 31 mars (en milliers de barils équivalent pétrole par jour)	2010	2009
Activités poursuivies		
Sables pétrolifères – installations exploitées	202,3	278,0
Sables pétrolifères – Syncrude	32,3	—
Gaz naturel	102,4	29,5
International et extracôtier	168,6	—
	505,6	307,5
Activités abandonnées		
Gaz naturel	19,8	7,0
International et extracôtier	39,2	—
	59,0	7,0
Total	564,6	314,5

Les incendies à l'usine de valorisation 2 en décembre 2009 et à l'usine de valorisation 1 en février 2010 ont eu une incidence négative sur la production. Celle-ci a été contrebalancée en partie par les volumes de Syncrude apportés par la fusion. En raison des récents incidents aux installations de valorisation, les perspectives de Suncor en ce qui concerne la production du secteur Sables pétrolifères en 2010 ont été révisées (se reporter à la page 3).

La production totale provenant des activités poursuivies et abandonnées du secteur Gaz naturel s'est élevée à 733 millions de pieds cubes équivalent gaz par jour. Par suite des cessions d'actifs au cours du premier trimestre de 2010, les perspectives de Suncor en ce qui concerne la production du secteur Gaz naturel pour 2010 ont été révisées (se reporter aux pages 3 et 4).

La production du secteur International et extracôtier s'est chiffrée à 207 800 bep par jour. Bien que la production ait été touchée négativement par des arrêts mineurs non planifiés des activités de la Société en mer du Nord, de même que par des restrictions liées à des quotas de production en Libye, tous les actifs du secteur Côte Est du Canada ont dépassé les attentes de la direction durant le trimestre. À la lumière de la performance au premier trimestre de 2010 et des développements concernant les actifs inclus dans le plan de désinvestissement stratégique, les perspectives de production de Suncor dans ce secteur ont été révisées (se reporter à la page 4).

Prix des marchandises**Prix de référence moyens**

Trimestres terminés les (moyenne en dollars pour la période)	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	30 sept. 2008	30 juin 2008
Pétrole brut West Texas Intermediare (WTI) à Cushing (\$ US/baril)	78,70	76,20	68,30	59,60	43,10	58,75	118,00	124,00
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe (\$ US/baril)	76,25	74,55	68,25	58,85	44,40	54,90	114,80	121,40
Écart de prix FAB Brent daté/Maya (\$ US/baril)	6,50	5,25	5,10	3,75	5,90	10,10	8,35	18,40
Pétrole brut de référence canadien 0,3 % à Edmonton (\$ CA/baril)	80,45	77,00	70,60	65,30	50,10	64,65	123,00	126,40
Écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, WTI à Cushing moins Western Canadian Select à Hardisty (\$ US/baril)	8,95	12,10	10,10	7,50	8,95	19,30	18,05	21,65
Gaz naturel (prix au comptant en Alberta) au carrefour AECO (\$ CA/Kpi ³)	5,35	4,25	3,00	3,65	5,65	6,80	9,25	9,35
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York ⁽¹⁾ (\$ US/baril)	7,95	5,80	7,50	8,35	9,85	5,40	10,65	11,50
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago ⁽¹⁾ (\$ US/baril)	5,65	4,15	7,65	10,15	8,95	5,25	16,45	12,90
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle ⁽¹⁾ (\$ US/baril)	8,55	5,95	12,80	13,35	13,45	5,25	17,20	16,45
Marge de craquage 3-2-1 sur la côte du golfe du Mexique ⁽¹⁾ (\$ US/baril)	6,75	4,50	6,75	8,40	8,90	2,90	14,60	12,10
Taux de change (\$ US/\$ CA)	0,96	0,94	0,91	0,85	0,80	0,82	0,96	0,99

(1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs sectoriels mesurant la marge sur un baril de pétrole transformé en essence et en distillat. Elles se calculent comme suit : deux fois la marge sur l'essence à un endroit donné plus une fois la marge sur les distillats au même endroit, divisé par trois.

BÉNÉFICE ET FLUX DE TRÉSORERIE SECTORIELS**Sables pétrolifères**

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2010	2009
Produits bruts	1 970	1 108
Redevances	70	8
Produits nets	1 900	1 100
Production (en excluant Syncrude) (en milliers de barils par jour)	202,3	278,0
Production de Syncrude (en milliers de barils par jour)	32,3	—
Prix de vente moyen (en excluant Syncrude) (en \$/baril) ⁽¹⁾	70,21	59,45
Bénéfice net (perte nette)	76	(110)
Bénéfice d'exploitation ⁽²⁾	104	293
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽²⁾	262	480
Charges d'exploitation décaissées (en excluant Syncrude) (en \$/baril) ⁽²⁾	54,85	33,70
Composition des ventes (pétrole léger/pétrole lourd) (en pourcentage)	38/62	54/46
RCI ⁽²⁾⁽³⁾	5,2	22,9
RCI ⁽²⁾⁽⁴⁾	3,1	13,9

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

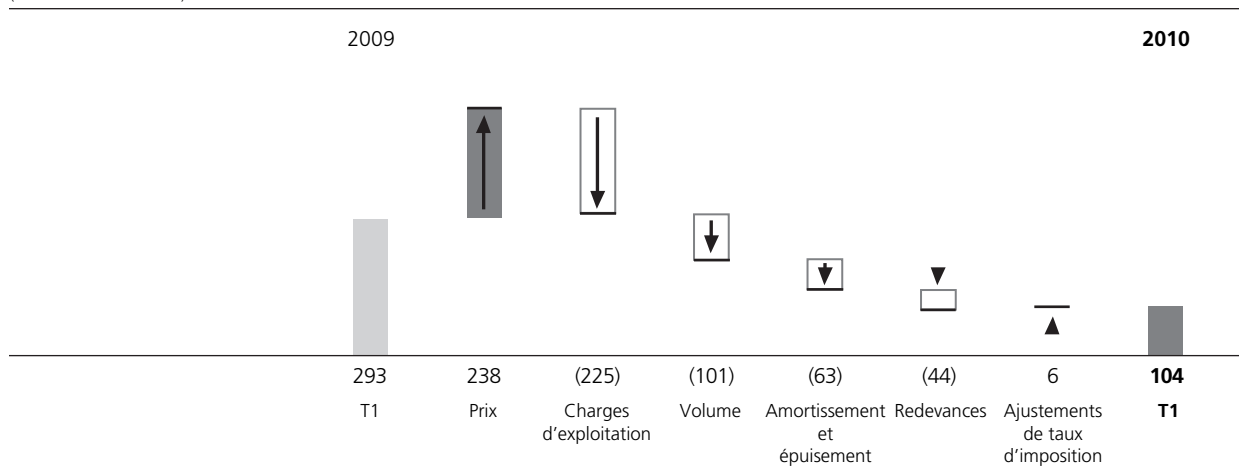
(2) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 35.

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

(4) Inclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.

Bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars)



Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice net de 76 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à une perte nette de 110 millions \$ au premier trimestre de 2009. Le bénéfice d'exploitation pour le premier trimestre de 2010 a été de 104 millions \$, par rapport à un bénéfice d'exploitation de 293 millions \$ au premier trimestre de 2009. La baisse du bénéfice d'exploitation est due principalement à l'incidence des incendies aux usines de valorisation en décembre 2009 et en février 2010. Les volumes de production réduits ont fait fléchir les ventes, tandis que les charges d'exploitation demeurent relativement stables, ce qui a eu un effet à la fois sur le bénéfice et les flux de trésorerie liés à l'exploitation. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés moyens plus élevés et la récupération d'indemnités d'assurance liées aux incendies, versées par la compagnie d'assurance captive de Suncor. Les indemnités versées par des assureurs tiers relativement aux incendies devraient être minimales.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 262 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à 480 millions \$ au premier trimestre de 2009. La diminution est attribuable aux mêmes facteurs que ceux ayant touché le bénéfice d'exploitation.

Volumes

La production du secteur Sables pétrolifères s'est chiffrée en moyenne à 202 300 barils par jour (en excluant Syncrude) au premier trimestre de 2010, comparativement à 278 000 barils par jour durant le premier trimestre de 2009. La production a été touchée négativement par un incendie survenu en décembre 2009 à l'usine de valorisation 2 et les travaux de maintenance subséquents. L'usine de valorisation 2 a repris sa production normale le 4 février 2010. Le 9 février 2010, un deuxième incendie non relié s'est produit à l'usine de valorisation 1. Les réparations consécutives à cet incendie ont été effectuées et l'usine de valorisation 1 a repris ses opérations normales le 1^{er} avril 2010.

Les incendies ont également eu une incidence négative sur la composition des ventes durant le trimestre, le combustible diesel et les produits de brut peu sulfureux ayant représenté 38 % du volume total des ventes au premier trimestre de 2010, comparativement à 54 % durant la même période en 2009. Par suite des incendies, la Société a révisé ses perspectives de production de 2010 pour le secteur Sables pétrolifères. (Se reporter à la page 3.)

Syncrude a rapporté une production moyenne de 32 300 barils par jour de pétrole brut synthétique peu sulfureux au premier trimestre de 2010, ce qui a représenté 14 % de la production totale du secteur Sables pétrolifères. En excluant la production de Syncrude, la fusion ne s'est pas traduite par une augmentation des volumes de production du secteur Sables pétrolifères. La production provenant de MacKay River était incluse dans la production déclarée par Suncor durant le premier trimestre de 2009, car les volumes traités par Suncor étaient visés par un accord de frais de traitement. Cependant, l'ajout de MacKay

River s'est traduit par une hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères, car les volumes visés par l'accord de traitement n'étaient pas inclus dans les ventes avant le 1^{er} août 2009.

Prix

Les prix de vente réalisés par les actifs exploités du secteur Sables pétrolifères ont atteint en moyenne 70,21 \$ le baril durant le premier trimestre de 2010, comparativement à 59,45 \$ le baril durant la même période en 2009. Les prix de référence du pétrole brut WTI et les écarts positifs par rapport au WTI à la fois pour les mélanges de brut peu sulfureux et de brut sulfureux ont été plus élevés durant le trimestre terminé le 31 mars 2010, par rapport à la même période en 2009. Par conséquent, comme les prix du pétrole brut sont en dollars américains, la force du dollar canadien au premier trimestre de 2010 a eu une incidence négative sur les prix réalisés par la Société. Le prix du pétrole brut WTI a été en moyenne de 78,70 \$ US le baril au premier trimestre de 2010, comparativement à 43,10 \$ US le baril à la même période en 2009, et le taux de change \$ US/\$ CA a été en moyenne de 0,96 au premier trimestre de 2010, comparativement à 0,80 à la même période en 2009. Les volumes plus bas durant le trimestre à cause des incendies aux usines de valorisation ont empêché le secteur Sables pétrolifères de tirer pleinement parti de ces prix réalisés accrus.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont été plus élevées au premier trimestre de 2010 qu'au premier trimestre de 2009, surtout en raison des répercussions des incendies aux usines de valorisation. La Société a accru ses achats de pétrole brut et de produits, à la fois pour respecter ses engagements envers les clients et pour obtenir du diluant, que la Société n'a pu produire en quantités suffisantes pour répondre à ses exigences d'exploitation. En outre, certains travaux de maintenance prévus pour plus tard en 2010 ont été devancés pendant que les activités des usines de valorisation étaient perturbées.

Durant le premier trimestre de 2010, les charges d'exploitation décaissées (en excluant Syncrude) ont augmenté pour atteindre 54,85 \$ par baril, comparativement à 33,70 \$ par baril au premier trimestre de 2009, principalement en raison de la production réduite. Se reporter à la page 34 pour plus d'information sur les charges d'exploitation décaissées en tant que mesure financière non définie par les PCGR, y compris son calcul et son rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR.

Amortissement et épuisement

Les charges d'amortissement et d'épuisement ont augmenté au premier trimestre 2010, comparativement au premier trimestre de 2009. L'assiette de l'amortissement a augmenté à la suite de la mise en service et de l'acquisition de nouveaux actifs, surtout en raison de la fusion avec Petro-Canada, depuis le premier trimestre de 2009.

Redevances

Les redevances ont atteint 70 millions \$ au premier trimestre de 2010, par rapport à 8 millions \$ au premier trimestre de 2009, en raison des prix accrus des marchandises. La faiblesse des prix de référence pour le bitume au premier trimestre de 2009 s'était traduite par un calcul des redevances aux taux de redevances minimums. Au premier trimestre de 2010, l'incidence sur les volumes des incendies survenus aux usines de valorisation s'est traduite par des taux de redevances minimums jusqu'en mars, où les volumes améliorés et les prix plus élevés ont accru les taux de redevances. Les projets *in situ* se sont maintenus dans la phase antérieure au seuil de rentabilité et les redevances ont été calculées en fonction du pourcentage de redevance minimum sur les « produits », qui est un taux basé sur l'équivalent en dollars canadiens du prix du WTI, jusqu'à concurrence de 9 %. Pour une description plus détaillée du régime de redevances à la Couronne de l'Alberta en vigueur pour les actifs exploités du secteur Sables pétrolifères de la Société, se reporter aux pages 19 à 22 du rapport annuel 2009 de Suncor.

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

Prix du WTI – \$ US/baril	60	80	100
Prix au comptant du gaz naturel en Alberta – \$ CA/Kpi ³ au carrefour AECO	5,15	5,60	6,20
Écart de prix léger/lourd, WTI à Cushing moins Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique – \$ US/baril	8,35	8,90	11,50
Écart de prix, Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique moins Western Canadian Select à Hardisty – \$ US/baril	4,40	4,55	4,60
Taux de change \$ US/\$ CA	0,85	0,97	1,00
Charge de redevances à la Couronne (en fonction du pourcentage du total des produits bruts du secteur Sables pétrolifères, à l'exclusion de Syncrude) (en pourcentage) ⁽¹⁾			
2010 ⁽²⁾	4-6	9-11	9-12
2011-2013	4-7	9-11	12-14

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

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

Le tableau qui précède contient des renseignements prospectifs et les utilisateurs de cette information sont prévenus que les redevances réellement payées à la Couronne pourraient différer des fourchettes présentées dans le tableau. Ces fourchettes 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 charges d'exploitation et estimations des prix des marchandises et des taux de change à terme telles qu'elles figurent 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 qui précède :

- (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, au moment de la mise en œuvre du nouveau cadre de redevances. Cette réglementation temporaire détermine la méthode d'évaluation du bitume pour 2009 et 2010. La réglementation finale en cours d'élaboration par la Couronne établira la méthode d'évaluation du bitume pour les années 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 Suncor de janvier 2008, qui de l'avis de la Société impose certaines limites à la méthode d'évaluation temporaire du bitume récemment mise en vigueur. Pour l'exercice 2009, Suncor a soumis à la Couronne un avis de non-conformité faisant état du fait que des ajustements raisonnables dans la détermination de la valeur du bitume de Suncor n'ont pas été considérés par la Couronne comme étant autorisés aux termes de la CMR de Suncor. Les paiements de redevances à la Couronne pour les activités minières de Suncor ont été déterminés conformément à la CMR de Suncor et la charge de redevances a été enregistrée en fonction de la méthode d'évaluation du bitume temporaire de la Couronne, ce qui représente un écart négatif d'environ 200 millions \$. La CMR de Suncor prévoit une période de négociation avec la Couronne et, dans l'éventualité où les parties n'arriveraient pas à conclure un règlement négocié, elle indique une procédure d'arbitrage à suivre. Si un règlement négocié ou la décision d'un arbitre n'aboutissent pas à un règlement favorable à Suncor, les paiements de redevances pourraient être sensiblement plus élevés.
- (ii) Le gouvernement a adopté une nouvelle réglementation (ministérielle) concernant les coûts admissibles, lors de la mise en œuvre du nouveau cadre de redevances ayant été mis en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Les règles relatives à certains coûts admissibles doivent toujours être éclaircies. Les modalités de la CMR 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 admissibles, de même que toute interprétation de cette réglementation, pourraient avec le temps avoir une incidence importante sur le montant des redevances à payer.

- (iii) Les variations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change et des dépenses en immobilisations et charges d'exploitation de chaque projet lié aux sables pétrolifères; les modifications découlant des vérifications réglementaires des rapports d'exercices antérieurs déposés; les modifications additionnelles apportées aux régimes en vigueur par le gouvernement de l'Alberta; les modifications d'autres législations et les événements imprévus sont d'autres facteurs pouvant influencer sur les redevances payées à la Couronne.

Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque liés aux taux de redevances, se reporter à la notice annuelle 2009 de Suncor.

Révisions planifiées

Une révision planifiée d'une durée de 45 jours est prévue à l'usine de valorisation 2 durant le deuxième trimestre et devrait être suivie d'une révision planifiée d'une durée de 35 jours au troisième trimestre de 2010. Les volumes de production devraient s'en trouver réduits d'environ 85 000 barils par jour au deuxième trimestre et d'environ 35 000 barils par jour au troisième trimestre de 2010.

Syncrude a entrepris une extension et une amélioration de maintenance au premier trimestre de 2010 et prévoit réaliser une révision d'une unité de cokéfaction au troisième trimestre de 2010.

État des initiatives de croissance

La Société poursuit ses initiatives de croissance planifiées ayant trait à la troisième phase d'agrandissement de l'installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag. La production devrait débuter au deuxième trimestre de 2011 et les volumes devraient augmenter graduellement, sur une période prévue de 18 mois, jusqu'à la capacité de production prévue d'environ 62 500 barils de bitume par jour.

Des investissements seront également consacrés à la quatrième phase de Firebag en vue d'une entrée en production des installations au quatrième trimestre de 2012. La quatrième phase de Firebag a également une capacité de production prévue de 62 500 barils de bitume par jour. La construction de la quatrième phase de Firebag demeure soumise à l'approbation du Conseil d'administration.

Le reste de l'investissement dans la croissance en 2010 sera affecté à l'achèvement de la construction d'une unité de naphta à l'usine de valorisation 2, qui vise à accroître la valeur de la gamme de produits de l'usine de valorisation. La Société s'attend à ce que l'unité soit opérationnelle d'ici le troisième trimestre de 2011.

Pour plus de renseignements au sujet de nos projets d'investissement majeurs en cours, se reporter à la page 30.

Facteurs de risque influant sur le rendement

Les résultats financiers et d'exploitation du secteur Sables pétrolifères de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, dont les suivants :

- Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.
- Notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et de soutenir les dépenses en immobilisations dans un contexte d'instabilité des prix des marchandises. Se reporter aussi à la rubrique Situation financière et situation de liquidité à la page 28.
- Approvisionnement en bitume. La qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations *in situ* peuvent avoir une incidence sur l'atteinte des niveaux de production en 2010.
- Le rendement des installations récemment mises en service. Les taux de production durant la période de rodage initiale sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance non planifiées.

- Notre capacité de gérer les charges d'exploitation liées à la production. Les charges d'exploitation sont soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre, à la volatilité des prix du gaz naturel utilisé comme source d'énergie dans le procédé de traitement des sables pétrolifères et à la réalisation de travaux de maintenance planifiés et non planifiés. Nous continuons de gérer ces risques en appliquant des stratégies visant notamment à mettre en place des technologies susceptibles de faciliter la gestion de la demande de main-d'œuvre opérationnelle, à compenser les achats de gaz naturel par une production interne, à trouver des technologies moins tributaires du gaz naturel comme source d'énergie et à améliorer les programmes de maintenance préventive.
- Notre capacité de gérer les projets en respectant les échéanciers et les budgets prévus. Cette capacité peut être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures à Fort McMurray même et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement). Nous continuons de gérer ces questions en mettant en œuvre une stratégie holistique de recrutement et de maintien du personnel, en travaillant avec la collectivité à déterminer les besoins en matière d'infrastructures, en concevant les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères de façon à réduire les coûts unitaires, en concluant des alliances stratégiques avec des fournisseurs de services et en optimisant tous les aspects de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la gestion de projet.
- Les fluctuations potentielles de la demande de charges d'alimentation de raffineries et de combustible diesel. Nous atténuons l'incidence de ce facteur en concluant des accords d'approvisionnement à long terme avec des clients importants, en élargissant notre clientèle et en offrant une variété de mélanges de charges d'alimentation de raffineries pour répondre aux spécifications des clients.
- La volatilité des cours du pétrole et de gaz naturel, des taux de change et des écarts de prix entre les pétroles bruts légers et lourds et peu sulfureux et sulfureux. Nous atténuons une partie du risque associé aux fluctuations des cours des marchandises en ayant recours à des instruments financiers dérivés (se reporter à la page 31).
- Les contraintes logistiques et la variabilité de la demande sur le marché, qui peuvent influencer sur les mouvements du pétrole brut. Ces facteurs sont difficiles à prévoir et à maîtriser.
- Les modifications apportées à la législation sur les redevances et les impôts et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités. Bien que les régimes fiscaux en Alberta et au Canada soient généralement stables comparativement à ceux de nombreux territoires à l'échelle internationale, le traitement aux fins des redevances et des impôts est soumis à un examen périodique dont le résultat n'est pas prévisible et qui peut entraîner des changements importants dans les investissements planifiés de la Société et les taux de rendement des investissements existants.
- Notre relation avec les syndicats. Les conflits de travail peuvent avoir une incidence négative sur les activités et les projets du secteur Sables pétrolifères. La section locale 707 du Syndicat des communications, de l'énergie et du papier représente environ 2 900 employés du secteur Sables pétrolifères.

D'autres risques, hypothèses et incertitudes sont exposés à la page 36 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.

Gaz naturel

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009
Produits bruts liés aux activités poursuivies	344	91
Redevances liées aux activités poursuivies	53	17
Produits nets liés aux activités poursuivies	291	74
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies – gaz naturel (en \$ le Kpi ³) ⁽¹⁾	5,29	5,51
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies – liquides de gaz naturel et pétrole brut (en \$ le baril) ⁽¹⁾	70,02	45,91
Production brute		
Activités poursuivies (en Mpi ³ équivalent gaz par jour)	614	177
Activités abandonnées (en Mpi ³ équivalent gaz par jour)	119	42
Production brute (en Mpi ³ équivalent gaz par jour)	733	219
Bénéfice net (perte nette)		
Activités poursuivies	34	(13)
Activités abandonnées	187	3
	221	(10)
Bénéfice (perte) d'exploitation ⁽²⁾		
Activités poursuivies	—	(13)
Activités abandonnées	19	3
	19	(10)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	182	40
RCI ⁽²⁾ (en pourcentage)	1,2	5,0

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

(2) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 34.

Le secteur Gaz naturel a enregistré un bénéfice net de 221 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à une perte nette de 10 millions \$ au premier trimestre de 2009. L'augmentation de 231 millions \$ est reliée essentiellement aux gains réalisés sur les actifs vendus au premier trimestre de 2010. Le bénéfice d'exploitation total était de 19 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à une perte d'exploitation de 10 millions \$ au premier trimestre de 2009. L'augmentation est principalement attribuable à l'incidence positive des niveaux de production accrus par suite de la fusion et des prix réalisés plus élevés pour le pétrole brut et les liquides de gaz naturel (LGN). Les facteurs ayant eu une incidence négative sur le bénéfice d'exploitation total sont notamment une diminution des prix du gaz naturel par rapport au premier trimestre de 2009 et l'augmentation des charges d'exploitation, des redevances et des charges d'amortissement et d'épuisement résultant des niveaux de production accrus.

Activités abandonnées

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

Au cours du premier trimestre de 2010, le secteur Gaz naturel a poursuivi des activités de désinvestissement stratégique initiées durant la dernière partie de 2009 :

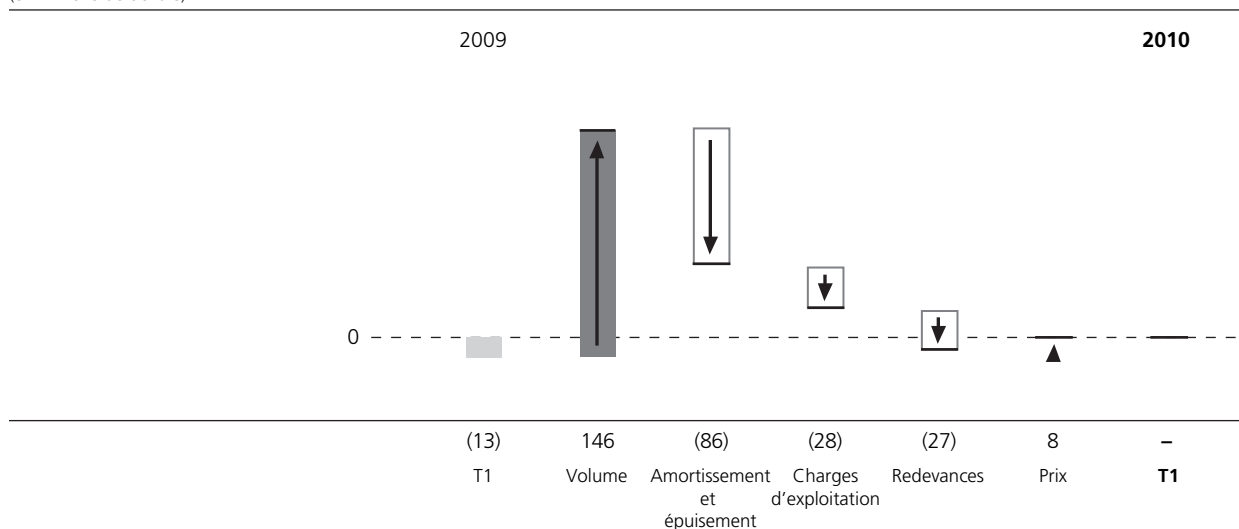
- Le 1^{er} mars 2010, la quasi-totalité des actifs producteurs de Suncor dans les Rocheuses américaines ont été vendus pour un produit net de 481 millions \$ US. Ces actifs ont produit en moyenne 50 millions de pieds cubes de gaz naturel (Mpi³) par jour et cinq mille barils de liquides de gaz naturel et de pétrole brut par jour durant les deux premiers mois de 2010. Les participations restantes de la Société dans les actifs d'amont des Rocheuses américaines ont été vendues peu de temps après.

- Le 31 mars 2010, la Société a vendu certaines propriétés de gaz naturel non essentielles situées dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, connues sous le nom de Jedney/Blueberry, pour un produit net de 383 millions \$. Ces actifs ont produit 44 Mpi³ équivalent gaz naturel par jour durant le premier trimestre de 2010.
- Le 24 mars 2010, la Société a conclu un accord portant sur la vente de certaines propriétés gazières non essentielles situées dans le centre de l'Alberta, connus sous le nom de Rosevear et Pine Creek. Ces actifs ont produit en moyenne 23 Mpi³ équivalent gaz par jour durant le premier trimestre de 2010. La clôture de la vente, dont le produit est de 235 millions \$, est prévue pour le deuxième trimestre de 2010.

Activités poursuivies

Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies

(en millions de dollars)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies a été néant \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à une perte d'exploitation liée aux activités poursuivies de 13 millions \$ au premier trimestre de 2009. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont atteint 182 millions \$ au premier trimestre de 2010, par rapport à 40 millions \$ au premier trimestre de 2009. L'augmentation du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie liés à l'exploitation a été attribuable principalement aux mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le bénéfice d'exploitation total.

Volumes

Les activités poursuivies ont rapporté une production moyenne de 614 Mpi³ équivalent gaz par jour au premier trimestre de 2010, comparativement à 177 Mpi³ équivalent gaz par jour à la même période en 2009. L'augmentation reflète principalement les actifs acquis par suite de la fusion.

Prix

Le prix moyen réalisé des liquides de gaz naturel et du pétrole brut a augmenté pour atteindre 70,02 \$ le baril au premier trimestre de 2010, comparativement à 45,91 \$ le baril au premier trimestre de 2009, ce qui reflète une hausse des prix de référence du pétrole brut. Ceci a été contrebalancé en partie par une diminution du prix moyen réalisé du gaz naturel à 5,29 \$ le Kpi³ au premier trimestre de 2010 par rapport à 5,51 \$ le Kpi³ au premier trimestre de 2009, en raison de la diminution des prix de référence du gaz naturel. L'incidence nette de la différence de prix a été une augmentation de 8 millions \$ du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies.

Redevances

Les redevances totales reliées aux activités poursuivies ont augmenté pour atteindre 53 millions \$ au premier trimestre de 2010, par rapport à 17 millions \$ au premier trimestre de 2009, en raison de hausses des volumes. Sur une base unitaire, les redevances ont diminué pour atteindre 0,96 \$ par Kpi³ au premier trimestre de 2010, comparativement à 1,07 \$ par Kpi³ au premier trimestre de 2009. Cette diminution est due aux prix plus faibles des marchandises et à des taux réduits par suite du nouveau cadre de redevances du gouvernement de l'Alberta. Pour plus de renseignements sur le régime de redevances à la Couronne de l'Alberta, se reporter à la notice annuelle 2009.

Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation est reliée aux niveaux de production accrus qui sont contrebalancés en partie par des économies opérationnelles. Les charges d'extraction liées aux activités poursuivies ont été de 1,27 \$ par Kpi³ équivalent gaz au premier trimestre de 2010, comparativement à 1,51 \$ par Kpi³ au premier trimestre de 2009.

Amortissement et épusement

Les charges d'amortissement et d'épusement liées aux activités poursuivies ont augmenté au premier trimestre de 2010 par rapport à la même période en 2009 en raison de la fusion. Sur une base unitaire, les charges d'amortissement et d'épusement sont demeurées stables d'un trimestre à l'autre.

Gain à la cession d'actifs

Durant le premier trimestre, la cession d'une portion de notre participation directe dans certains terrains non essentiels dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique pour un produit de 40 millions \$ était incluse dans le bénéfice net lié aux activités poursuivies.

Facteurs de risque influant sur le rendement

Les résultats financiers et d'exploitation du secteur Gaz naturel de la Société peuvent subir l'incidence de multiples facteurs, dont les suivants, sans s'y limiter :

- Notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de façon soutenue et concurrentielle des réserves pouvant être exploitées de façon rentable.
- Notre capacité de financer les dépenses d'investissement visant à remplacer les réserves ou à accroître la capacité de traitement dans une conjoncture volatile au chapitre des prix des marchandises et des conditions de crédit. Se reporter également à la rubrique Situation financière et situation de liquidité à la page 28.
- La volatilité des prix du gaz naturel et des liquides n'est pas prévisible et peut avoir une incidence importante sur les produits.
- L'accessibilité et le coût des droits minéraux. La demande du marché influe sur le coût et la disponibilité des occasions liées aux droits minéraux et aux acquisitions.
- Le risque associé à un marché morose pour la vente d'actifs, pouvant entraîner des pertes à la cession d'actifs.
- Les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans nos régions d'exploitation. Ces risques peuvent entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon de projets.
- Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques, qui peuvent abrégier la période de forage hivernale et se répercuter sur le forage printanier et estival, entraînant des coûts accrus ou des retards dans la mise en service de nouvelles installations.

D'autres risques, hypothèses et incertitudes sont exposés à la page 36 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.

International et extracôtier

Trimestre terminé le 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010
Produits bruts liés aux activités poursuivies	1 214
Redevances	339
Produits nets liés aux activités poursuivies	875
Production liée aux activités poursuivies	
Côte Est du Canada – production nette (en milliers de bep/jour)	74,6
Royaume-Uni (Buzzard) (en milliers de bep/jour)	58,6
Libye (en milliers de bep/jour)	35,4
Production liée aux activités abandonnées	39,2
Production totale (en milliers de bep/jour)	207,8
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies ⁽¹⁾	
Côte Est du Canada (en \$/baril)	78,69
Mer du Nord (en \$/bep)	72,36
Libye (en \$/bep)	73,40
Bénéfice net	
Activités poursuivies	209
Activités abandonnées	54
	263
Bénéfice d'exploitation ⁽²⁾	
Activités poursuivies	205
Activités abandonnées	54
	259
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	541
RCI (%) ⁽²⁾⁽³⁾	16,5
RCI (%) ⁽²⁾⁽⁴⁾	10,4

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

(2) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 34.

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

(4) Inclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.

Suncor a des activités poursuivies au Royaume-Uni (Buzzard – participation directe de 29,9 %), en Norvège, en Libye et en Syrie. Il y a des activités abandonnées situées aux Pays-Bas et dans le secteur britannique de la mer du Nord, de même qu'à Trinité-et-Tobago.

La Société détient aussi une participation dans chaque installation pétrolière majeure actuellement en production sur la côte Est du Canada. Suncor détient une participation de 20 % dans Hibernia, une participation de 27,5 % dans White Rose, une participation de 22,7 % dans Hebron et est l'exploitant de Terra Nova avec une participation de 34 %. La Société détient aussi une participation de 19,5 % dans le gisement Hibernia South Extension et une participation de 26,125 % dans les champs satellites North Amethyst et West White Rose à White Rose.

Toutes ces participations ont été acquises par suite de la fusion. Des informations plus détaillées sur les participations du secteur International et extracôtier de la Société sont présentées dans la notice annuelle 2009.

Le bénéfice d'exploitation total du secteur International et extracôtier a bénéficié des prix plus élevés des marchandises, quelque peu contrebalancés par la faiblesse du dollar américain. Les facteurs ayant influé négativement sur le bénéfice d'exploitation ce trimestre ont notamment été les activités de maintenance non prévues qui ont limité les niveaux de production aux actifs Buzzard et Triton en mer du Nord, ainsi que les contraintes continues liées à des quotas de production en Libye. Les activités du secteur Côte Est du Canada ont bénéficié de la capacité solide des gisements, de la fiabilité de l'installation et de l'ajout avancé de nouveaux puits dans le bloc AA à Hibernia.

Activités abandonnées

Les activités abandonnées incluent les résultats, jusqu'à la date de clôture, des actifs que nous prévoyons vendre. Les résultats comparatifs ont été retraités de façon à refléter l'incidence des activités ayant été classées comme abandonnées durant le premier trimestre de 2010.

Conformément à ses plans stratégiques, Suncor a conclu un accord portant sur la vente de tous ses actifs à Trinité-et-Tobago, pour un produit brut de 380 millions \$ US. La clôture de la vente est actuellement prévue pour le deuxième trimestre de 2010. La production moyenne de gaz naturel extracôtier liée aux activités à Trinité-et-Tobago a été de 11 700 bep par jour durant le premier trimestre de 2010. Des plans de désinvestissement progressent aussi pour certains autres actifs non essentiels en mer du Nord, y compris tous les investissements de la Société aux Pays-Bas. Les actifs situés dans le secteur britannique de la mer du Nord dont la vente est prévue comprennent Scott/Telford et Triton. La Société prévoit conserver ses intérêts dans le champ producteur Buzzard et dans les actifs d'exploration des champs Hobby, Golden Eagle et Pink. Les volumes de production liés à ces actifs se sont chiffrés en moyenne à 27 500 bep par jour durant le premier trimestre de 2010.

Activités poursuivies

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies s'est établi à 205 millions \$ au premier trimestre de 2010, ayant subi l'influence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le bénéfice d'exploitation total.

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies de 541 millions \$ au premier trimestre de 2010 ont été touchés par les mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le bénéfice.

Volumes

La production nette de l'installation Buzzard dans le secteur britannique de la mer du Nord a atteint en moyenne 58 600 bep par jour, ce qui a été inférieur aux attentes de la direction en raison de la maintenance non prévue de l'unité de séparation. La quote-part de la production revenant à Suncor en Libye, qui s'est chiffrée en moyenne à 35 400 barils de pétrole par jour au cours du premier trimestre de 2010, continue d'être touchée négativement par des quotas de production.

La quote-part de la production de Terra Nova revenant à Suncor s'est élevée en moyenne à 29 600 barils par jour durant le trimestre. La quote-part de la Société dans la production d'Hibernia a atteint en moyenne 30 200 barils par jour durant le trimestre terminé le 31 mars 2010, grâce à la capacité élevée du gisement et à la fiabilité continue des installations tout au long du trimestre. La quote-part de Suncor dans la production de White Rose durant le premier trimestre de 2010 s'est chiffrée à 14 800 barils par jour.

Prix

Le prix de vente moyen pour la production au Royaume-Uni (Buzzard) a été de 72,36 \$ le bep au premier trimestre de 2010, tandis que le prix réalisé moyen à la vente de la production en Libye a été de 73,40 \$ le bep.

Le prix réalisé moyen pour la production extracôtière de la Côte Est du Canada, qui a été de 78,69 \$ le baril, a bénéficié des prix de référence élevés du pétrole brut ce trimestre.

Redevances

Les redevances totales dans le secteur International et extracôtier durant le premier trimestre de 2010 ont été de 339 millions \$, ce qui représente 28 % des produits bruts liés aux activités poursuivies.

Le tableau ci-après présente une estimation des redevances liées aux actifs de la Côte Est du Canada de Suncor en 2010 selon trois scénarios de prix et certaines hypothèses sur lesquelles nous avons fondé nos estimations pour ces scénarios de prix.

Prix du WTI (en \$ US le baril)	60	80	100
Taux de change \$ US / \$ CA	0,85	0,97	1,00
Charge de redevances à la Couronne (sur la base du pourcentage des produits bruts) (en pourcentage) ⁽¹⁾			
2010 – Pétrole brut (taux de redevances progressifs appliqués aux produits bruts ou nets)	31-33	32-34	33-35

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

Pour plus de renseignements sur les redevances à la Couronne, se reporter à la page 19 du rapport annuel 2009. Le tableau qui précède contient des renseignements prospectifs et les utilisateurs de cette information sont prévenus que les redevances réellement payées à la Couronne pourraient différer des fourchettes de taux présentées dans le tableau. Ces taux 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 charges d'exploitation, et estimations des prix des marchandises et des taux de change à terme telles qu'elles figurent 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 qui précède :

- (i) Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et Suncor sont en pourparlers en vue de résoudre plusieurs questions en suspens qui touchent l'exercice considéré et les exercices antérieurs. La résolution de ces questions pourrait avoir une incidence sur les redevances payables à la Couronne.
- (ii) Les variations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change et des dépenses en immobilisations et charges d'exploitation de chaque projet; les modifications découlant des vérifications réglementaires des rapports des exercices antérieurs déposés; les modifications additionnelles apportées aux régimes en vigueur par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador; les modifications d'autres législations; et les événements imprévus sont d'autres facteurs pouvant influencer sur les redevances à la Couronne.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont bénéficié des taux de change des devises durant le trimestre, contrebalancés de façon mineure par la maintenance non prévue à l'installation Buzzard et le programme sismique en cours en Libye.

Les frais d'extraction et d'administration pour les activités de la Côte Est du Canada ont été inférieurs aux attentes de la direction ce trimestre.

Amortissement et épuisement

Les charges d'amortissement et d'épuisement ont été plus élevées que prévu durant le premier trimestre de 2010, en raison des niveaux de production plus élevés que prévu.

Révisions planifiées

Il n'y a eu aucune révision planifiée à nos actifs du secteur International et extracôtier durant le premier trimestre de 2010.

La Société prévoit procéder aux révisions planifiées suivantes en 2010 pour les activités poursuivies. Au Royaume-Uni, une révision planifiée d'une durée de trois semaines est prévue à l'installation Buzzard au deuxième trimestre de 2010. Dans le secteur Côte Est du Canada, une révision de quatre semaines est au programme à Terra Nova à compter de la fin de juin 2010 et des révisions sont également prévues à White Rose et à Hibernia durant le quatrième trimestre de 2010.

État des initiatives de croissance

En Syrie, une production d'essai provenant du projet gazier Ebla a été introduite dans le réseau gazier syrien pour la première fois en mars 2010. La production commerciale a débuté le 19 avril 2010.

L'acquisition de données se poursuit dans le cadre de deux levés sismiques reliés aux nouveaux contrats d'exploration et de partage de production en Libye. Les résultats des levés sismiques, réalisés en 2009, sont en cours de traitement. La construction du site pour le premier des puits d'exploration devant être forés cette année est achevée et la mobilisation de l'appareil de forage a été entreprise.

Le forage de développement se poursuit pour la portion North Amethyst des extensions de White Rose en vue de l'entrée en production prévue du gisement pétrolifère au deuxième trimestre de 2010. Le forage de développement à North Amethyst se poursuivra jusqu'en 2012.

Le projet West White Rose est divisé en deux stades. Le premier stade a été approuvé au deuxième trimestre de 2009. Le forage du premier de deux puits pilotes devrait débuter plus tard en 2010 et le gisement devrait entrer en production au début de 2011. Les résultats de forage pour le premier stade, combinés à une évaluation de la production et à l'évaluation continue du gisement, définiront l'étendue complète du développement du champ.

Le forage a débuté et le gisement est entré en production durant la dernière partie de 2009 dans le bloc AA de la zone Hibernia South, dans lequel Suncor détient une participation de 20 %. Les autres gisements du projet d'extension Hibernia South, dans lesquels Suncor détient une participation de 19,5 %, devraient entrer en production entre 2013 et 2014. En février 2010, des accords finaux ont été signés par les coparticipants et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, y compris le règlement des déductions de transport aux fins de redevances.

Pour plus de renseignements au sujet de nos projets d'investissement majeurs en cours, se reporter à la page 30.

Facteurs de risque influant sur le rendement

Les résultats financiers et d'exploitation du secteur International et extracôtier de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, dont les suivants, sans s'y limiter :

- Les risques et les incertitudes associés aux opérations du secteur International et extracôtier habituellement inhérents à de telles activités, notamment le forage de développement, l'exploitation et la mise en valeur de telles propriétés, y compris des formations ou des pressions inattendues, l'épuisement prématuré des gisements, des incendies, des éruptions, des bris d'équipement et autres accidents, des flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, de la pollution et d'autres risques environnementaux.
- Notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de façon soutenue et concurrentielle des réserves pouvant être exploitées de façon rentable.
- La volatilité des prix du pétrole brut n'est pas prévisible et peut avoir une incidence considérable sur les produits.
- Le rendement après la réalisation de travaux de maintenance n'est pas prévisible et son incidence sur les taux de production peut être importante.
- Les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans nos régions d'exploitation. Ces risques peuvent entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon de projets ou d'agrandissements de projets existants.
- Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques qui peuvent entraîner des coûts accrus ou des retards dans la mise en service de nouvelles installations.
- Notre capacité de financer les dépenses d'investissement visant à remplacer les réserves ou à accroître la capacité de traitement dans une conjoncture volatile au chapitre des prix et du crédit. Se reporter également à la rubrique Situation financière et situation de liquidité à la page 28.
- Les risques associés aux exigences légales et aux autres exigences réglementaires applicables, y compris les modifications apportées aux exigences fiscales et environnementales et aux autres exigences légales et réglementaires, dont le résultat

n'est pas prévisible et est susceptible d'entraîner des changements dans les investissements planifiés de la Société et les taux de rendement des investissements existants de la Société.

D'autres risques, hypothèses et incertitudes sont exposés à la page 36 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.

Raffinage et commercialisation

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009
Produits	4 809	1 413
Volumes de ventes de produits raffinés (en milliers de mètres cubes par jour)		
Essence	38,3	16,4
Distillat	28,4	10,5
Autres	15,5	4,5
	82,2	31,4
Bénéfice net	139	112
Bénéfice d'exploitation ⁽¹⁾	131	111
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽¹⁾	328	205
RCI (en pourcentage) ⁽¹⁾	6,6	0,6

(1) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 34.

Le secteur Raffinage et commercialisation exploite des raffineries à Edmonton, en Alberta; à Montréal, au Québec; à Sarnia, en Ontario; et à Commerce City, au Colorado, dont la capacité de production totale est de 443 000 barils par jour, ainsi qu'une usine de lubrifiants qui se classe au premier rang des producteurs d'huiles de base pour lubrifiants au Canada. De plus, le secteur Raffinage et commercialisation commercialise des produits raffinés à des clients des circuits de détail, ainsi que des circuits commerciaux et industriels, principalement au Canada et au Colorado par l'intermédiaire d'une combinaison de stations-service de détail appartenant à la Société, exploitées sous notre marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise, d'un important réseau national de relais-routiers commerciaux au Canada et d'un circuit de ventes en vrac. Les actifs incluent aussi des participations dans des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.

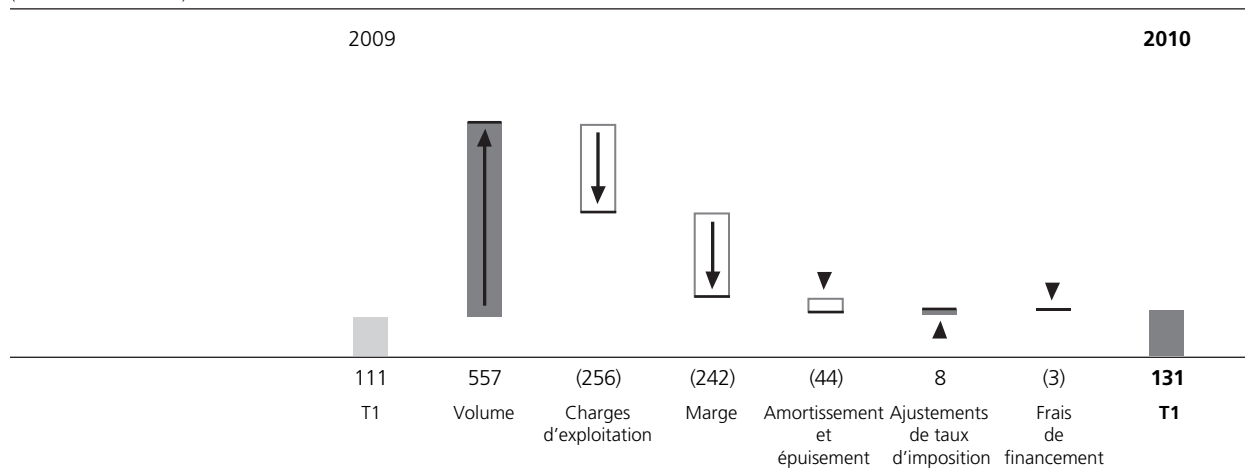
La capacité nominale de notre raffinerie d'Edmonton a été revue à la hausse pour atteindre 135 000 barils par jour, par rapport à la capacité antérieurement déclarée de 125 000 barils par jour. Se reporter à la notice annuelle 2009 de Suncor. À compter du 1^{er} janvier 2010, l'utilisation de la raffinerie sera calculée sur la base de la capacité de 135 000 barils par jour.

Le secteur Raffinage et commercialisation a enregistré un bénéfice net de 139 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à 112 millions \$ au premier trimestre de 2009. Le bénéfice d'exploitation pour le premier trimestre de 2010 a été de 131 millions \$, par rapport à 111 millions \$ au premier trimestre de 2009. Par suite de la fusion, la capacité de raffinage s'est accrue de 265 000 barils par jour. Cette augmentation, combinée à l'ajout des réseaux nationaux de vente au détail et de vente en gros et de l'usine de lubrifiants de Petro-Canada, a permis au secteur Raffinage et commercialisation d'afficher un bénéfice d'exploitation accru au premier trimestre de 2010 comparativement au premier trimestre de 2009 en dépit d'une conjoncture beaucoup plus faible.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 328 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à 205 millions \$ à la même période en 2009. La hausse reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le bénéfice.

Bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars)

**Volumes**

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont atteint en moyenne 82 200 mètres cubes par jour durant le premier trimestre de 2010, contre 31 400 mètres cubes par jour au cours du premier trimestre de 2009. Les volumes de ventes ont reflété l'influence positive de la fusion grâce à laquelle Suncor a acquis des actifs de raffinage additionnels, des réseaux nationaux de vente au détail et de vente en gros et une entreprise de lubrifiants d'envergure internationale.

L'utilisation globale des raffineries a été en moyenne de 92 % au premier trimestre de 2010. L'utilisation des raffineries de l'ancienne société Suncor a atteint en moyenne 93 %, comparativement à 90 % à la même période en 2009.

Trimestres terminés les 31 mars (en milliers de mètres cubes par jour)

	2010	2009
Est de l'Amérique du Nord		
Essence	23,5	8,2
Distillat	14,0	5,1
	37,5	13,3
Ouest de l'Amérique du Nord		
Essence	14,8	8,2
Distillat	14,4	5,4
	29,2	13,6
Autres	15,5	4,5
Total	82,2	31,4

Marges

Les marges de craquage ont été plus faibles au premier trimestre de 2010 qu'au premier trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative sur le bénéfice d'exploitation. Les marges de craquage pour le combustible diesel en particulier ont été plus faibles, à 8,35 \$ US par baril pour le premier trimestre de 2010, comparativement à 14,20 \$ US par baril pour le trimestre correspondant de 2009, ce qui a eu une incidence importante sur les marges réalisées dans l'ensemble.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont atteint 256 millions \$ de plus au premier trimestre de 2010 qu'au premier trimestre de 2009 par suite de la fusion. En avril 2010, un groupe d'arbitrage a accordé des dommages-intérêts au détriment de Suncor relativement à une plainte portée par Greenfield Ethanol Inc. Le montant accordé, et comptabilisé dans les résultats du premier trimestre, était de 14 millions \$, plus des frais additionnels que Suncor ne peut chiffrer pour l'instant.

Révisions planifiées

Des révisions sont prévues aux raffineries d'Edmonton, de Montréal et de Sarnia au deuxième trimestre de 2010. En octobre 2010, une révision est prévue à l'usine de lubrifiants. Comme dans le cas de toutes les révisions planifiées, la Société conclut des transactions pour s'assurer de la disponibilité de produits finis additionnels en vue d'atténuer l'incidence de la production perdue pour les clients.

Facteurs de risque influant sur le rendement

Les résultats financiers et d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, dont les suivants, sans s'y limiter :

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

D'autres risques, hypothèses et incertitudes sont exposés à la page 36 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.

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

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations inclut l'investissement de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les résultats liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation.

Trimestres terminés le 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009
Bénéfice net (perte nette)		
Énergie renouvelable	15	10
Négociation de l'énergie	(11)	28
Siège social	10	(208)
Éliminations	3	(11)
	17	(181)
Bénéfice (perte) d'exploitation⁽¹⁾		
Énergie renouvelable	15	10
Négociation de l'énergie	(11)	28
Siège social	(233)	(41)
Éliminations	3	(11)
	(226)	(14)
Flux de trésorerie liés à l'exploitation⁽¹⁾	(314)	63

(1) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 34.

Énergie renouvelable

Les participations de la Société dans le domaine de l'énergie renouvelable comprennent quatre projets d'énergie éolienne et la plus grande usine d'éthanol du Canada selon le volume de production. Les quatre projets d'énergie éolienne de Suncor, situés en Saskatchewan, en Alberta et en Ontario, ont une capacité de génération totale de 147 mégawatts, ce qui permet de compenser l'équivalent de 284 000 tonnes de dioxyde de carbone (CO₂) par année. La capacité de l'usine d'éthanol est actuellement de 200 millions de litres par année, ce qui permet de compenser l'équivalent de 300 000 tonnes de CO₂ par année. Un agrandissement de l'usine d'éthanol, qui devrait doubler sa production, est en cours au coût de 120 millions \$ et devrait être complété d'ici la fin de 2010. Les activités de la Société liées à l'énergie renouvelable ont rapporté un bénéfice net de 15 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à 10 millions \$ à la même période en 2009, principalement en raison de subventions gouvernementales rétroactives reçues en mars 2010.

Négociation de l'énergie

Les activités de négociation de l'énergie de Suncor comportent la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de produits raffinés et de sous-produits, ainsi que l'utilisation d'instruments dérivés financiers. Ces activités ont donné lieu à une perte nette de 11 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à un bénéfice net de 28 millions \$ au premier trimestre de 2009.

Les résultats du premier trimestre de 2010 ont été touchés négativement par des pertes non réalisées sur les stratégies d'échanges commerciaux réels. Les résultats du premier trimestre de 2009 avaient bénéficié de gains réalisés sur les stratégies d'échanges commerciaux réels en place pour tirer parti des prix à la hausse du pétrole brut.

Siège social et éliminations

Le segment Siège social a affiché une perte d'exploitation de 233 millions \$ au premier trimestre de 2010, comparativement à une perte d'exploitation de 41 millions \$ au premier trimestre de 2009. Cette hausse est principalement attribuable aux frais engagés par la société d'assurance captive relativement à l'incendie à l'usine de valorisation du secteur Sables pétrolifères en décembre 2009 et à la hausse de la charge d'intérêts nette découlant de la dette additionnelle contractée dans le cadre de la fusion.

Le segment Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs en amont et le secteur Raffinage et commercialisation, lorsque ce pétrole brut fait toujours partie des stocks du secteur Raffinage et commercialisation. Au cours du premier trimestre de 2010, 3 millions \$ de profits éliminés précédemment ont été récupérés, comparativement à 11 millions \$ qui avaient été éliminés au cours du premier trimestre de 2009.

Le bénéfice net du Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations était de 17 millions \$ au cours du premier trimestre de 2010, comparativement à une perte nette de 181 millions \$ au cours du premier trimestre de 2009. La hausse était principalement attribuable à un gain de change sur notre dette à long terme libellée en dollars américains de 230 millions \$ après impôts au cours du premier trimestre de 2010, comparativement à une perte de 148 millions \$ après impôts au cours du premier trimestre de 2009 en raison de la force du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'augmentation des niveaux d'endettement libellés en dollars américains découlant de la fusion.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES DÉCAISSÉS

La Société estime que ses impôts sur les bénéfices décaissés seront de l'ordre de 900 millions \$ à 1 milliard \$ au cours de 2010. Les impôts sur les bénéfices décaissés sont sensibles, entre autres, à la volatilité des prix des marchandises (pétrole brut et gaz naturel) ainsi qu'au moment où les dépenses en immobilisations sont déduites aux fins de l'impôt. Cette estimation se fonde sur les hypothèses suivantes : prévisions actuelles concernant la production, les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation et prix des marchandises et taux de change présentés dans le tableau des redevances estimatives aux pages 14 et 22, en supposant que le régime fiscal actuel ne sera pas modifié. Les prévisions de la Société concernant les impôts sur les bénéfices décaissés constituent une déclaration prospective et les utilisateurs de ces renseignements sont avisés que le montant réel des impôts sur les bénéfices décaissés peut être sensiblement différent de ces prévisions. Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque qui pourraient influencer sur cette estimation, se reporter à la notice annuelle 2009.

SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE LIQUIDITÉ

(en millions de dollars, sauf les ratios)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Fonds de roulement (fonds de roulement déficitaire) ⁽¹⁾	616	(315)
Dettes à court terme	2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme	39	25
Dettes à long terme	13 730	13 855
Dettes totales	13 771	13 882
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	602	505
Dettes nettes	13 169	13 377
Capitaux propres	34 723	34 111
Capitalisation totale (total des emprunts et des capitaux propres)	48 044	47 993
	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽²⁾⁽³⁾	4,9	16,0
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽²⁾⁽⁴⁾	3,3	11,3
Dettes nettes par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois) ⁽⁵⁾	4,2	2,3
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Bénéfice net ⁽⁶⁾	4,9	4,8
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽⁷⁾	7,2	10,4
Dettes par rapport à la dette plus les capitaux propres (en pourcentage) ⁽⁸⁾	28,7	38,7

- (1) Actifs à court terme moins passifs à court terme, à l'exclusion de la trésorerie et de ses équivalents, de la dette à court terme, de la tranche à court terme de la dette à long terme et des impôts futurs. Les actifs et passifs à court terme des activités abandonnées sont exclus.
- (2) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la page 34.
- (3) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.
- (4) Inclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.
- (5) Dette à court terme plus dette à long terme moins trésorerie et équivalents de trésorerie, divisée par les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour la période de douze mois terminée à cette date.
- (6) Bénéfice net plus impôts sur les bénéfices et intérêts débiteurs, divisé par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (7) Flux de trésorerie liés à l'exploitation plus impôts sur les bénéfices exigibles et intérêts débiteurs; divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (8) Dette à court terme plus dette à long terme divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

Structure du capital

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

Au 31 mars 2010, la dette nette de Suncor s'élevait à 13,2 milliards \$, comparativement à 13,4 milliards \$ au 31 décembre 2009. Les lignes de crédit non utilisées au 31 mars 2010 étaient d'environ 3,9 milliards \$, comparativement à 4,2 milliards \$ au 31 décembre 2009. Durant le premier trimestre de 2010, la Société a réduit une facilité de crédit bilatérale engagée de 61 millions \$ à 15 millions \$ et a réduit une facilité de crédit à vue de 175 millions \$ à 50 millions \$.

La direction de Suncor croit que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations planifiées et répondre à ses exigences courantes à partir des flux de trésorerie liés à l'exploitation et de ses facilités de crédit engagées, en supposant que les prévisions de production courantes et les autres hypothèses liées au plan commercial soient réalisées. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont les prix des marchandises, les niveaux de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, les impôts, les redevances et les taux de change. Si des capitaux additionnels sont disponibles, la Société croit qu'un financement additionnel suffisant sera disponible sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

Suncor est assujettie à des clauses restrictives financières et d'exploitation reliées à ses emprunts auprès du public et à ses emprunts bancaires. Le défaut de respecter l'une ou l'autre de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaut aux termes des conventions d'emprunt respectives, menant potentiellement au remboursement accéléré de l'une ou de plusieurs des obligations liées aux emprunts. La Société se conforme à toutes ses clauses restrictives financières qui exigent que la dette totale soit d'au plus 60 % de sa capitalisation totale. Au 31 mars 2010, la dette totale sur la capitalisation totale se situait à 29 % (29 % au 31 décembre 2009). La Société respecte également toutes les clauses restrictives d'exploitation.

Les paragraphes qui précèdent contiennent des déclarations prospectives au sujet de notre situation de liquidité et de nos sources de financement, fondées sur les facteurs discutés ci-dessus et à la page 35. Les utilisateurs de cette information sont prévenus que notre situation de liquidité et nos sources de financement réelles pourraient être sensiblement différentes.

Actions en circulation

Au 31 mars 2010	en milliers
Actions ordinaires	1 561 104
Options sur actions ordinaires – total	73 892

Cotes de crédit

Les cotes de crédit attribuées à la dette de la Société n'ont pas changé depuis le 31 décembre 2009. Pour plus de renseignements, se reporter à la page 14 du rapport annuel 2009 de Suncor.

Obligations contractuelles, engagements et garanties

Dans le cours normal des activités, la Société est obligée de faire des paiements futurs. Ces obligations représentent des contrats et d'autres engagements qui sont connus et non résiliables. Suncor a fait état de ces obligations et de ces garanties dans son rapport annuel 2009. Il n'y a pas eu de développement important à cet égard depuis le 31 décembre 2009.

État des projets d'investissement majeurs

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration de 1,1 milliard \$ au premier trimestre de 2010, sur un budget d'investissement de 5,5 milliards \$ approuvé par le Conseil d'administration pour 2010. Un résumé des progrès des projets majeurs actuellement en construction pour soutenir à la fois la croissance et les besoins de maintien est fourni

ci-dessous. Tous les projets mentionnés ci-dessous ont été approuvés par le Conseil d'administration. Les estimations et dates d'achèvement cibles n'incluent pas la phase de mise en œuvre et de démarrage des installations.

Projet	Secteur d'activité	Plan	Coût estimatif en millions de dollars ⁽¹⁾	Précision de l'estimation en pourcentage ⁽¹⁾	Dépensé à ce jour	Date d'achèvement cible
Projet gazier Ebla	International et extracôtier	Mise en valeur de champs gazéifères et construction d'une usine de traitement de gaz	1 196	+7/– 3	1 091	T2 2010 ⁽²⁾
Projet d'amélioration à Buzzard ⁽³⁾	International et extracôtier	Installation de matériel pour traiter le pétrole ayant une teneur élevée en soufre	339	+15/– 10	176	T4 2010
Troisième phase de Firebag	Sables pétrolifères	Agrandissement visant à accroître l'approvisionnement de bitume	3 638	+10/– 10	3 007	T2 2011
Unité de naphta	Sables pétrolifères	Accroissement de la proportion de produits peu sulfureux	850	+4/– 4	678	T3 2011
North Amethyst ⁽³⁾	International et extracôtier	Extension du champ White Rose au moyen d'un raccordement sous-marin	490	+10/– 5	294	2012 ⁽⁴⁾

(1) Les estimations de coûts et la précision des estimations reflètent les budgets approuvés par le Conseil d'administration de Suncor.

(2) La production commerciale a débuté en avril 2010.

(3) Les montants représentent la quote-part nette de Suncor dans le projet.

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

La Société continue d'engager des coûts liés à la mise en veilleuse de certains projets de croissance en raison des conditions du marché l'an dernier. 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, la Société a engagé des coûts avant impôts de 40 millions \$ au premier trimestre de 2010. Des coûts de mise en veilleuse d'environ 150 millions \$ à 200 millions \$, avant impôts, dont les coûts liés à la reprise de projets de croissance qui avaient été mis en veilleuse, devraient être engagés en 2010.

Les paragraphes précédents comportent des renseignements prospectifs et les utilisateurs de cette information sont prévenus 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 se révéler sensiblement différents des estimations figurant dans le tableau.

Les facteurs importants utilisés pour étayer les dates d'achèvement cibles et les estimations des coûts sont les suivants : l'état courant des immobilisations projetées, l'état courant des phases d'approvisionnement, de conception et d'ingénierie des projets, les rapports d'étape fournis par les tierces parties chargées de fournir les services et les produits associés au projet et les estimations de l'équipe responsable concernant l'achèvement des étapes futures du projet. Nous avons supposé que les tierces parties respecteront leurs engagements et que la Société ne subira pas de retards importants ni de dépassements de coûts en raison des facteurs de risque dont il est question ci-dessus.

Pour obtenir une liste des facteurs de risque additionnels qui pourraient faire en sorte que l'échéancier réel, le montant final des dépenses en immobilisations et les résultats escomptés soient sensiblement différents des estimations, se reporter à la notice annuelle 2009 de Suncor.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés tels que des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro afin de se protéger contre l'éventuelle incidence défavorable

de l'évolution des prix du marché entraînée par la variation des indices sous-jacents. La Société a aussi recours à des dérivés financiers liés à l'énergie visant des échanges de produits réels et des échanges financiers pour gagner des produits de négociation.

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

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

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

(en millions de dollars)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Actifs	168	213
Passifs	(447)	(572)
Instruments financiers dérivés, montant net	(279)	(359)

Pour plus de renseignements sur les instruments financiers dérivés de la Société au 31 mars 2010, se reporter à la note 5 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 mars 2010. Pour une discussion plus complète de l'exposition de Suncor aux risques financiers et des activités de la Société visant à atténuer ces risques, se reporter à la note 5 des états financiers consolidés vérifiés de 2009.

Risques associés aux instruments financiers dérivés

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

La Société pourrait être exposée à certaines pertes dans l'éventualité où les contreparties aux instruments financiers dérivés se trouvent incapables de respecter les conditions des contrats. Nous réduisons ce risque au minimum en concluant des contrats avec des parties bénéficiant d'une cote de solvabilité élevée. Nous réduisons aussi le risque au minimum en effectuant des examens réguliers des risques auxquels nous nous exposons en transigeant avec de telles contreparties ainsi que des cotes de crédit de ces dernières. Notre exposition est limitée aux contreparties détenant des contrats dont les justes valeurs nettes sont positives à la date de présentation.

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

FACTEURS DE RISQUE INFLUANT SUR LES RÉSULTATS

Les résultats financiers et d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs incluant, sans s'y limiter, les prix des marchandises et les taux de change des devises étrangères, la réglementation gouvernementale, les modifications apportées à la législation régissant les redevances et les impôts sur les bénéfices, les conditions des marchés du crédit, le soutien des parties intéressées aux activités et aux plans de croissance, les conditions météorologiques extrêmes, la situation de la main-d'œuvre à l'échelle régionale et d'autres questions dont celles précisées à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement pour chacun des secteurs d'activité de Suncor. Une analyse plus détaillée des facteurs de risque auxquels la

Société est exposée est présentée dans la notice annuelle 2009 déposée auprès des autorités en valeurs mobilières. La Société travaille continuellement à atténuer l'incidence des risques éventuels sur les parties intéressées. Ce processus inclut un examen des risques à l'échelle de toute l'entité. Cet examen interne a lieu une fois l'an, pour faire en sorte que tous les risques importants soient déterminés et gérés de façon appropriée.

Règlement et risques environnementaux

La réglementation environnementale touche presque tous les aspects de nos activités. Ces régimes réglementaires consistent en des lois de portée générale qui s'appliquent à d'autres sociétés et entreprises du secteur de l'énergie. Les régimes réglementaires exigent que nous obtenions des permis et des licences d'exploitation et ils imposent des normes et des mesures de contrôle aux activités relatives à l'exploitation minière, à l'exploration, à la mise en valeur et à la production pétrolières et gazières, ainsi qu'au raffinage, à la distribution et à la commercialisation des produits pétroliers et pétrochimiques. Il est généralement nécessaire d'effectuer des évaluations environnementales et d'obtenir les approbations des organismes de réglementation avant d'entreprendre la plupart des nouveaux projets d'envergure ou d'apporter des changements importants aux activités actuelles. Outre ces exigences précises et connues, nous prévoyons d'autres modifications aux lois environnementales et, notamment, à la législation devant réglementer les rejets dans l'atmosphère (« principaux contaminants atmosphériques », ou « PCA », et gaz à effet de serre (« GES »)), qui ne manqueront pas d'imposer de nouvelles exigences aux sociétés du secteur de l'énergie.

Pour plus de renseignements sur le règlement et les risques environnementaux, se reporter à la page 25 du rapport annuel 2009 de Suncor.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES

Les estimations comptables cruciales se définissent comme des estimations jugées fondamentales à la bonne compréhension de la situation financière et des activités de la Société et qui dès lors exigent de la direction qu'elle porte des jugements fondés sur des hypothèses sous-jacentes à propos d'événements à venir et de leur incidence éventuelle. Ces hypothèses sous-jacentes reposent sur les antécédents ainsi que sur d'autres facteurs qui, de l'avis de la direction, sont raisonnables dans les circonstances et peuvent être modifiés au gré des événements, à mesure qu'elle acquiert plus d'expérience sectorielle, qu'elle dispose de nouveaux éléments d'information ou que le contexte dans lequel la Société exerce ses activités évolue. Les estimations comptables cruciales sont revues tous les ans par le comité de vérification du Conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables cruciales utilisées dans la préparation des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 mars 2010 est présentée aux pages 27 à 30 du rapport annuel 2009.

CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière (IFRS)

L'information ci-après est une mise à jour de l'état du projet de conversion aux normes internationales d'information financière (ou IFRS) de la Société. Les principales activités, les jalons atteints et les conventions comptables IFRS sélectionnées sont décrits aux pages 36 à 38 du rapport annuel 2009. Les principaux choix de conventions comptables énoncés dans le rapport annuel 2009 ne doivent pas être considérés comme une liste complète des changements qui résulteront du basculement aux IFRS. L'intention de la Société est de faire ressortir les aspects qu'elle juge les plus importants; cependant, l'analyse des changements se poursuivra tout au long de 2010. Il est à noter que les développements relatifs aux IFRS nouvelles et révisées seront surveillés tout au long du projet, ce qui pourrait entraîner des modifications aux activités de projet.

Préparation des états financiers La préparation du bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 aux termes des IFRS a débuté et ce bilan sera présenté au comité de vérification au deuxième trimestre de 2010. La préparation des informations provisoires se poursuit.

Formation Des séances de formation et de communication ont continué pour le Conseil d'administration, la haute direction, ainsi que le personnel chargé des finances et des affaires au premier trimestre de 2010.

Infrastructure L'évaluation de la technologie de l'information (TI) IFRS se poursuit. Les activités comprennent l'essai de la solution de TI pour l'utilisation en parallèle des systèmes d'information courant et IFRS et l'élaboration du plan de basculement aux IFRS pour 2011. La mise en œuvre des changements à apporter aux processus d'affaires est en cours.

Environnement de contrôle L'analyse réalisée par la Société jusqu'ici appuie une évaluation préliminaire voulant qu'aucun changement important aux contrôles internes ou aux contrôles de présentation de l'information ne soit nécessaire. Un examen détaillé de l'environnement de contrôle doit débiter au deuxième trimestre de 2010.

Environnement de contrôle

D'après leur évaluation arrêtée en date du 31 mars 2010, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures à l'égard de la présentation de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la Securities Exchange Act of 1934 des États-Unis (la « Loi de 1934 »)) donnent à la Société l'assurance que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qu'elle dépose auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, résumées et présentées dans les délais fixés selon les législations sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 mars 2010, il ne s'était produit, pendant le trimestre terminé le 31 mars 2010, aucun changement qui avait nui sensiblement ou qui était raisonnablement susceptible de nuire sensiblement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière (selon la définition des règles 13a-15(f) – 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de présentation de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière de la Société et pourra y apporter à l'occasion des modifications, s'il y a lieu.

La Société continue d'intégrer le contrôle interne historique à l'égard de l'information financière de Petro-Canada avec son contrôle interne à l'égard de l'information financière. Cette intégration entraînera des changements dans ces contrôles au cours d'exercices futurs mais on ne sait pas encore si ces changements auront une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Ce processus d'intégration devrait s'achever d'ici la fin de 2010.

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

MESURES FINANCIÈRES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans ce rapport de gestion, notamment le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi (RCI) et les charges d'exploitation décaissées et totales ne sont pas prescrites par les PCGR du Canada. Ces mesures financières non définies par les PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous incluons ces mesures financières non conformes aux PCGR du Canada car les investisseurs peuvent utiliser cette information pour analyser le rendement d'exploitation, l'endettement et la liquidité. Les informations supplémentaires ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement préparées conformément aux PCGR.

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. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts.

Un rapprochement du bénéfice net après impôts et du bénéfice d'exploitation après impôts est présenté dans le tableau ci-après :

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies, montant établi	76	(110)	34	(13)	209	—	139	112	17	(181)	475	(192)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques ⁽¹⁾	(8)	266	—	—	—	—	—	—	—	—	(8)	266
(Gain) perte de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	(230)	148	(230)	148
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	(2)	1	(7)	—	(5)	—	(8)	(1)	(29)	19	(51)	19
Frais de démarrage de projets	8	11	—	—	1	—	—	—	—	—	9	11
Coûts liés au report de projets de croissance	30	125	—	—	—	—	—	—	—	—	30	125
Frais de fusion et d'intégration	—	—	—	—	—	—	—	—	16	—	16	—
Gains liés à des cessions importantes	—	—	(27)	—	—	—	—	—	—	—	(27)	—
Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) aux activités poursuivies	104	293	—	(13)	205	—	131	111	(226)	(14)	214	377
Bénéfice net lié aux activités abandonnées, tel que présenté	—	—	187	3	54	—	—	—	—	—	241	3
Gains liés à des cessions d'activités abandonnées	—	—	(168)	—	—	—	—	—	—	—	(168)	—
Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) – total des activités	104	293	19	(10)	259	—	131	111	(226)	(14)	287	380

(1) La Société ajuste le bénéfice d'exploitation pour tenir compte de la variation de la juste valeur des instruments dérivés importants servant à gérer les risques liés au pétrole brut. La Société détient aussi des instruments dérivés moins importants servant à gérer les risques dans d'autres secteurs et l'ajustement n'en tient pas compte.

Rendement du capital investi (RCI)

Nous incluons le RCI car les investisseurs peuvent utiliser cette information pour analyser le rendement d'exploitation, l'endettement et la liquidité. Un tableau de rapprochement numérique détaillé du RCI est fourni une fois l'an dans le rapport de gestion annuel de la Société, qui doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés annuels. Un rapprochement narratif sommaire du RCI calculé sur une base intérimaire au 31 mars 2010 est présenté à la page 56.

Flux de trésorerie liés à l'exploitation

Nous incluons les flux de trésorerie liés à l'exploitation car les investisseurs peuvent utiliser cette information pour analyser le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont exprimés compte non tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(812)	(877)	195	56	557	—	128	(30)	198	1 128	266	277
Moins : diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation poursuivies	(1 074)	(1 357)	(32)	—	(35)	—	(200)	(235)	512	1 065	(829)	(527)
Moins : diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation abandonnées	—	—	30	3	(59)	—	—	—	—	—	(29)	3
Total des flux de trésorerie liés à l'exploitation	262	480	197	53	651	—	328	205	(314)	63	1 124	801

Charges d'exploitation décaissées

Nous incluons de l'information sur les charges d'exploitation car les investisseurs peuvent utiliser cette information pour analyser le rendement d'exploitation.

Le tableau qui suit présente sommairement le rapprochement des charges du secteur Sables pétrolifères inclus dans les données sectorielles des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 mars 2010 avec les charges d'exploitation décaissées totales et par baril, les charges d'exploitation décaissées totales et les charges d'exploitation totales :

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010		2009	
	en millions de dollars	en \$/baril	en millions de dollars	en \$/baril
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 118		938	
Moins : coûts du gaz naturel, variations des stocks, rémunération à base d'actions et autres	(122)		3	
Moins : coûts de mise en veilleuse	(40)		(175)	
Moins : opérations non monétaires	(14)		(26)	
Moins : charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(122)		—	
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	27		27	
Charges décaissées	847	46,50	767	30,65
Gaz naturel	98	5,40	75	3,00
Bitume importé (à l'exclusion des autres achats de produits déclarés)	54	2,95	1	0,05
Charges d'exploitation décaissées	999	54,85	843	33,70
Frais de démarrage de projets	10	0,55	16	0,65
Charges d'exploitation décaissées totales	1 009	55,40	859	34,35
Amortissement et épuisement	230	12,65	183	7,30
Charges d'exploitation totales	1 239	68,05	1 042	41,65
Production, à l'exclusion de Syncrude (en milliers de barils par jour)	202,3		278,0	

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

Mise en garde – renseignements de nature prospective

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière de notre expérience et de notre perception des tendances historiques.

Tous les énoncés et 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, de ses attentes courantes et futures en matière de dépenses, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation et de résultats financiers, et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions telles que « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif » et 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 similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont uniques à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés prospectifs et le lecteur est donc averti 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, se reporter aux pages 3 et 4 du rapport aux actionnaires du premier trimestre de 2010.

Les risques, incertitudes et autres facteurs qui pourraient toucher les résultats réels comprennent, entre autres, l'instabilité du marché qui affecte les capacités 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 ratio approprié de 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 réussie en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; l'exécution efficace de révisions planifiées, l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude; l'intégrité et la fiabilité des immobilisations de Suncor; l'effet cumulatif de la mise en valeur d'autres ressources; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production futures de Suncor et son succès au chapitre des activités de forage d'exploration et de mise en valeur et des activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les associations d'employés et les partenaires en coentreprises; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les incertitudes découlant des retards ou des changements de plans relativement aux projets ou aux dépenses en immobilisations; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines (comme l'examen que mène actuellement le gouvernement de l'Alberta à l'égard des conséquences imprévues du régime de redevances à la Couronne proposé, et l'examen par le gouvernement du Canada de la réglementation proposée à l'égard des rejets de gaz à effet de serre); la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; les risques politiques, économiques et socio-économiques associés aux activités à l'étranger (incluant les quotas de production de l'OPEP); la survenance d'imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues; les risques liés à l'intégration des deux entreprises suite à la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de l'autre entité. Ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque sont examinés plus en détail tout au long de ce rapport de gestion et dans la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada à www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis à 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 organismes de réglementation des 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 31 mars	
	2010	2009
Produits		
Produits d'exploitation liés aux activités poursuivies	7 150	2 473
Moins : redevances	(459)	(25)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	6 691	2 448
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	344	2 168
Intérêts et autres produits	8	—
	7 043	4 616
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	3 230	925
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 822	1 195
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	362	2 120
Transport	148	61
Amortissement et épuisement	850	295
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	46	28
Exploration	46	7
Perte (gain) à la cession d'actifs	(24)	17
Frais de démarrage de projets	12	16
Charges (produits) de financement (note 6)	(190)	199
	6 302	4 863
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	741	(247)
Charge (économie) d'impôts (note 7)		
Impôts exigibles	168	90
Impôts futurs	98	(145)
	266	(55)
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	475	(192)
Bénéfice net lié aux activités abandonnées (note 4)	241	3
Bénéfice net (perte nette)	716	(189)
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies par action ordinaire (en dollars), (note 4)		
De base	0,30	(0,20)
Dilué(e)	0,30	(0,20)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire (en dollars), (note 8)		
De base	0,46	(0,20)
Dilué(e)	0,46	(0,20)
Dividendes en espèces	0,10	0,05

États consolidés du résultat étendu

(non vérifiés)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Bénéfice net (perte nette)	716	(189)
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
Variation de l'ajustement lié à la conversion des devises	(429)	32
Gain sur les contrats dérivés désignés comme couvertures des flux de trésorerie	—	2
Résultat étendu	287	(155)

Bilans consolidés

(non vérifiés)

	31 mars 2010	31 décembre 2009
(en millions de dollars)		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents	602	505
Débiteurs	4 263	3 725
Stocks	3 019	2 947
Impôts à recouvrer	525	587
Impôts futurs	362	332
Actifs des activités abandonnées (note 4)	289	235
Total de l'actif à court terme	9 060	8 331
Immobilisations corporelles, montant net	54 473	54 890
Autres actifs	470	491
Écart d'acquisition	3 201	3 201
Impôts futurs	2	193
Actifs des activités abandonnées (note 4)	1 739	2 640
Total de l'actif	68 945	69 746
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)	39	25
Créditeurs et charges à payer	6 040	6 320
Impôts à payer	1 151	1 254
Impôts futurs	26	18
Passifs des activités abandonnées (note 4)	201	229
Total du passif à court terme	7 459	7 848
Dette à long terme (note 12)	13 730	13 855
Charges à payer et autres passifs	4 480	4 518
Impôts futurs	8 155	8 367
Passifs des activités abandonnées (note 4)	848	1 047
Capitaux propres (voir ci-dessous)	34 273	34 111
Total du passif et des capitaux propres	68 945	69 746

Capitaux propres

	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)
Capital-actions	1 561 104	20 076
Surplus d'apport		534
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 14)		(662)
Bénéfices non répartis		13 765
Total des capitaux propres	34 273	34 111

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifiés)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Activités d'exploitation		
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	475	(192)
Ajustements pour :		
Amortissement et épuisement	850	295
Impôts futurs	98	(145)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	46	28
Perte (gain) de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(260)	148
Variation à la juste valeur des contrats dérivés	(80)	656
Perte (gain) à la cession d'actifs	(24)	17
Rémunération à base d'actions	(77)	55
Autres	(44)	(74)
Frais d'exploration	15	—
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation (note 9)	(829)	(527)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	170	261
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	96	16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	266	277
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(1 048)	(1 087)
Autres investissements	—	(17)
Produits de cessions	57	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'investissement	5	(393)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement poursuivies	(986)	(1 497)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement abandonnées	807	(19)
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(179)	(1 516)
Excédent net (insuffisance nette) de trésorerie avant les activités de financement	87	(1 239)
Activités de financement		
Augmentation de la dette à court terme	—	1
Augmentation nette des emprunts renouvelables	151	1 037
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime d'options sur actions	15	15
Dividendes versés sur actions ordinaires	(153)	(47)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	13	1 006
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	100	(233)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(3)	4
Trésorerie et équivalents au début de la période	505	660
Trésorerie et équivalents à la fin de la période	602	431

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 2008	1 113	288	97	13 025
Perte nette	—	—	—	(189)
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(47)
Émission d'actions au comptant aux termes du régime d'options sur actions	18	(3)	—	—
Charge de rémunération à base d'actions	—	27	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	3	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	34	—
Au 31 mars 2009	1 131	315	131	12 789
Au 31 décembre 2009	20 053	526	(233)	13 765
Bénéfice net	—	—	—	716
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(153)
Émission d'actions au comptant aux termes du régime d'options sur actions	20	(5)	—	—
Émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	3	—	—	(3)
Charge de rémunération à base d'actions	—	13	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	(429)	—
Au 31 mars 2010	20 076	534	(662)	14 325

Données sectorielles liées aux activités poursuivies

(non vérifiées)

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Trimestres terminés les 31 mars												
RÉSULTATS												
Produits												
Produits d'exploitation liés aux activités poursuivies	934	937	328	76	1 074	—	4 723	1 413	91	47	7 150	2 473
Moins : redevances	(70)	(8)	(53)	(17)	(336)	—	—	—	—	—	(459)	(25)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	864	929	275	59	738	—	4 723	1 413	91	47	6 691	2 448
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	344	2 168	344	2 168
Produits intersectoriels	870	171	16	15	131	—	86	—	(1 103)	(186)	—	—
Intérêts et autres produits	166	—	—	—	(1)	—	—	—	(157)	—	8	—
	1 900	1 100	291	74	868	—	4 809	1 413	(825)	2 029	7 043	4 616
Charges												
Achats de pétrole brut et de produits	290	62	—	—	54	—	3 935	1 012	(1 049)	(149)	3 230	925
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 118	938	78	39	59	—	507	176	60	42	1 822	1 195
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	362	2 120	362	2 120
Transport	63	57	20	4	26	—	45	4	(6)	(4)	148	61
Amortissement et épuiement	269	183	163	49	290	—	118	53	10	10	850	295
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	27	9	1	6	—	1	—	—	—	46	28
Exploration	5	6	11	1	30	—	—	—	—	—	46	7
Perte (gain) à la cession d'actifs	9	17	(36)	—	—	—	3	—	—	—	(24)	17
Frais de démarrage de projets	10	16	—	—	2	—	—	—	—	—	12	16
Charges (produits) de financement	—	—	—	—	(6)	—	4	—	(188)	199	(190)	199
	1 794	1 306	245	94	461	—	4 613	1 245	(811)	2 218	6 302	4 863
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices												
Impôts sur les bénéfices	106	(206)	46	(20)	407	—	196	168	(14)	(189)	741	(247)
	(30)	96	(12)	7	(198)	—	(57)	(56)	31	8	(266)	55
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies												
	76	(110)	34	(13)	209	—	139	112	17	(181)	475	(192)
	Total											
	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 mars 2010	31 déc. 2009	31 mars 2010	31 déc. 2009
TOTAL DE L'ACTIF – activités poursuivies	38 386	37 553	3 973	4 083	12 274	12 729	11 523	10 304	761	2 202	66 917	66 871

Données sectorielles liées aux activités poursuivies et abandonnées

(non vérifiées)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars											
	Sables pétrolières		Gaz naturel		International et extracôtier		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
FLUX DE TRÉSORERIE AVANT LES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT												
Activités d'exploitation :												
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	76	(110)	34	(13)	209	—	139	112	17	(181)	475	(192)
Ajustements pour :												
Amortissement et épuisement	269	183	163	49	290	—	118	53	10	10	850	295
Impôts futurs	27	(222)	13	4	29	—	58	41	(29)	32	98	(145)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	27	9	1	6	—	1	—	—	—	46	28
Perte (gain) non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	(260)	148	(260)	148
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(67)	646	—	—	—	—	—	(6)	(13)	17	(80)	657
Perte (gain) à la cession d'actifs	9	17	(36)	—	—	—	3	—	—	—	(24)	17
Rémunération à base d'actions	8	16	(9)	1	2	—	(9)	2	(69)	36	(77)	55
Autres	(90)	(77)	(4)	(2)	2	—	18	3	30	1	(44)	(75)
Frais d'exploration	—	—	12	—	3	—	—	—	—	—	15	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation	(1 074)	(1 357)	(32)	—	(35)	—	(200)	(235)	512	1 065	(829)	(527)
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation liées aux activités poursuivies	(812)	(877)	150	40	506	—	128	(30)	198	1 128	170	261
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation liées aux activités abandonnées	—	—	45	16	51	—	—	—	—	—	96	16
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(812)	(877)	195	56	557	—	128	(30)	198	1 128	266	277
Activités d'investissement :												
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(691)	(966)	(40)	(90)	(231)	—	(66)	(27)	(20)	(4)	(1 048)	(1 087)
Autres investissements	—	(16)	—	—	—	—	—	(1)	—	—	—	(17)
Produits de cessions	7	—	40	—	7	—	3	—	—	—	57	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	91	(395)	(6)	—	(79)	—	(1)	—	—	2	5	(393)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement poursuivies	(593)	(1 377)	(6)	(90)	(303)	—	(64)	(28)	(20)	(2)	(986)	(1 497)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement abandonnées	—	—	889	(19)	(82)	—	—	—	—	—	807	(19)
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(593)	(1 377)	883	(109)	(385)	—	(64)	(28)	(20)	(2)	(179)	(1 516)
Excédent net (insuffisance nette) de trésorerie avant les activités de financement	(1 405)	(2 254)	1 078	(53)	172	—	64	(58)	178	1 126	87	(1 239)

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. Certains renseignements qui doivent habituellement être présentés dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels ont été condensés ou omis.

De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés intermédiaires contiennent tous les ajustements normaux et récurrents nécessaires pour présenter une image fidèle de la situation financière de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») au 31 mars 2010 et des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009.

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

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

Le 1^{er} août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada. La Société a comptabilisé le regroupement d'entreprises selon ce qui est prescrit dans le chapitre 1581, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel* de l'ICCA. À titre d'acquéreur, la Société doit reconnaître les actifs 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.

(b) Répartition préliminaire du prix d'achat

Les justes valeurs estimées suivantes ont été attribuées aux actifs 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
Dettes à long terme	4 410
Charges à payer et autres passifs	3 416
Impôts futurs	4 570
Total du passif	16 137
Actifs nets acquis	16 452
Écart d'acquisition	3 178
Prix d'achat total	19 630

La répartition 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. La direction n'a pas modifié cette répartition du prix d'achat au cours du premier trimestre de 2010.

La juste valeur du passif à court terme comprend une charge à payer de 216 millions \$ pour les coûts liés à la cession de certaines activités de Petro-Canada et de prestations de cessation d'emploi involontaire. Au 31 mars 2010, des dépenses réelles de 132 millions \$ avaient été imputées à cette charge.

3. MODIFICATION DE L'INFORMATION SECTORIELLE

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

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

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

La Société a entrepris des démarches en vue de se départir de certains actifs non essentiels conformément à son alignement stratégique continu avec des ventes annoncées à ce jour totalisant environ 1,5 milliard \$. La Société a l'intention d'affecter les produits des cessions planifiées à la réduction de son niveau d'endettement.

Gaz naturel

Le 1^{er} mars 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs pétroliers et gaziers producteurs dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 millions \$ US.

Le 31 mars 2010, la Société a conclu la vente d'un certain nombre d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique pour un produit net de 383 millions \$.

Le 24 mars 2010, la Société a conclu une entente portant sur la vente des actifs non essentiels situés au centre de l'Alberta (Rosevear et Pine Creek) pour un produit de 235 millions \$. La vente devrait être conclue au cours du deuxième trimestre de 2010 et est soumise aux conditions de clôture et aux approbations réglementaires habituelles pour des transactions de cette nature.

International et extracôtier

Le 25 février 2010, Suncor a conclu une entente portant sur la vente de ses actifs à Trinité-et-Tobago pour un produit de 380 millions \$ US. La vente devrait être conclue au cours du deuxième trimestre de 2010 et est soumise aux conditions de clôture habituelles, à l'approbation du gouvernement de Trinité-et-Tobago et aux approbations réglementaires.

Suncor a décidé de se départir de certains actifs non essentiels situés dans les secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord, et ces activités ont été comptabilisées en tant qu'activités abandonnées. Les actifs situés dans le secteur britannique de la mer du Nord dont la vente est prévue comprennent Scott/Telford et Triton. La Société prévoit conserver ses intérêts dans le champ producteur Buzzard et dans les actifs d'exploitation Hobby, Golden Eagle et Pink. Au 31 mars 2010, aucune entente n'avait été conclue au sujet de la vente de ces actifs non essentiels en mer du Nord.

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

(en millions de dollars)	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits						
Produits d'exploitation	71	23	211	—	282	23
Moins : redevances	(13)	(6)	—	—	(13)	(6)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	58	17	211	—	269	17
Intérêts et autres produits	—	—	3	—	3	—
Gain à la cession d'actifs	231	—	—	—	231	—
	289	17	214	—	503	17
Charges						
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	18	3	38	—	56	3
Transport	2	1	8	—	10	1
Amortissement et épuisement	6	7	56	—	62	7
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service	1	1	6	—	7	1
Exploration	—	—	2	—	2	—
Frais de financement	7	—	1	—	8	—
	34	12	111	—	145	12
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	255	5	103	—	358	5
Impôts sur les bénéfices	68	2	49	—	117	2
Bénéfice net	187	3	54	—	241	3

(en dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Bénéfice de base par action lié aux activités abandonnées	0,16	—
Bénéfice dilué par action lié aux activités abandonnées	0,16	—

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

(en millions de dollars)	Gaz naturel		International et extracôtier		Total	
	31 mars 2010	31 décembre 2009	31 mars 2010	31 décembre 2009	31 mars 2010	31 décembre 2009
Actif						
Actif à court terme	3	12	286	223	289	235
Immobilisations corporelles, montant net	130	908	1 609	1 732	1 739	2 640
Total de l'actif	133	920	1 895	1 955	2 028	2 875
Passif						
Passif à court terme	29	51	172	178	201	229
Charges à payer et autres passifs	38	140	370	404	408	544
Impôts futurs	—	31	440	472	440	503
Total du passif	67	222	982	1 054	1 049	1 276

5. INSTRUMENTS FINANCIERS ET FACTEURS DE RISQUES FINANCIERS

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

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

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

(a) Instruments financiers 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 ainsi que de la dette à long terme et d'une tranche des charges à payer à long terme et autres passifs. À moins d'indication contraire, la valeur comptable tient compte de la juste valeur actuelle des instruments financiers de la Société.

La juste valeur estimative des instruments financiers 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 Société classe les données d'entrée utilisées pour déterminer la juste valeur en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir du degré selon lequel elles sont observables sur le marché (se reporter à la page 90 du rapport annuel 2009 de Suncor pour plus de détails). Au 31 mars 2010, aucun changement significatif n'avait été apporté à la répartition de la hiérarchie de la juste valeur utilisée pour évaluer les instruments financiers.

La dette à terme fixe de la Société est comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût, à l'exception de la tranche de la dette pour laquelle les paiements d'intérêts futurs ont fait l'objet d'un swap, passant ainsi d'un taux fixe à un taux variable, qui est comptabilisée à sa juste valeur. 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 mars 2010, la valeur comptable de la dette à terme fixe constatée selon la méthode de l'amortissement du coût s'élevait à 9,9 milliards \$ (10,1 milliards \$ au 31 décembre 2009) et sa juste valeur, à 10,5 milliards \$ (10,7 milliards \$ au 31 décembre 2009).

(b) Comptabilité de couverture

Pour obtenir davantage de renseignements au sujet des couvertures de juste valeur et de flux de trésorerie, se reporter à la page 89 du rapport annuel 2009 de Suncor.

Couverture de la juste valeur

Au 31 mars 2010, la Société disposait, pour sa dette à taux fixe, de swaps de taux d'intérêt considérés comme des couvertures de juste valeur en cours jusqu'en août 2011. La juste valeur de ces swaps totalisait 12 millions \$ au 31 mars 2010 (18 millions \$ au 31 décembre 2009), et était présentée dans les débiteurs aux bilans consolidés. Aucune inefficacité n'a été constatée sur les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures de juste valeur au cours des trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009.

Couvertures de flux de trésorerie

Au 31 mars 2010, la Société ne disposait pas de couverture de flux de trésorerie en place (néant \$ au 31 décembre 2009).

L'inefficacité de couverture réalisée et non réalisée liée aux contrats dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie n'a eu aucune incidence sur les résultats au cours des trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Il n'y a pas eu de variation significative du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables aux activités de couverture au cours du premier trimestre de 2010. Pour un rapprochement des variations du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables aux activités de couverture pour les périodes précédentes, se reporter à la page 89 du rapport annuel 2009 de Suncor.

(c) Autres instruments dérivés**Instruments dérivés liés à la gestion des risques**

La Société conclut à l'occasion des contrats dérivés qui, bien qu'ils ne soient pas comptabilisés comme couvertures, parce qu'ils n'ont pas été documentés en tant que tels, ou parce que la comptabilité de couverture ne s'applique pas en vertu des PCGR, sont perçus comme économiquement efficaces pour gérer le risque lié aux fluctuations des cours des marchandises et constituent un élément important de son programme global de gestion des risques. L'incidence sur le bénéfice de ces contrats pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 représentait un gain de 5 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 2 millions \$ (perte de 148 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 59 millions \$ en 2009).

Les contrats importants en cours au 31 mars 2010 étaient les suivants :

Pétrole brut	Quantité (en barils/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 contrats dérivés sur le pétrole brut est libellé en \$ US par baril de WTI à Cushing, en Oklahoma.

(2) Le total des primes versées à l'égard des contrats a atteint 22 millions \$ US.

(3) Les primes reçues en vigueur se sont élevées à 160 millions \$ US.

Instruments dérivés liés à la négociation de l'énergie

Le groupe 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.

L'incidence sur le bénéfice lié à ces contrats pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 a été un gain de 18 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 7 millions \$ (gain de 25 millions \$, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 10 millions \$ en 2009).

Variation de la juste valeur des autres instruments financiers dérivés

(en millions de dollars)	Gestion des risques	Négociation de l'énergie	Total
Juste valeur des contrats au 31 décembre 2009	(312)	(47)	(359)
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	50	(9)	41
Variations de la juste valeur attribuables au cours du marché et autres changements du marché durant la période	14	25	39
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2010^{(a)(b)}	(248)	(31)	(279)

(a) Au 31 mars 2010, 168 millions \$ du total des instruments financiers dérivés non réalisés étaient comptabilisés dans les débiteurs (213 millions \$ comptabilisés dans les débiteurs au 31 décembre 2009) aux bilans consolidés.

(b) Au 31 mars 2010, 447 millions \$ du total des instruments financiers dérivés non réalisés étaient comptabilisés dans créditeurs et charges à payer (572 millions \$ au 31 décembre 2009).

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

Pour obtenir davantage de renseignements sur les autres facteurs de risque financier, se reporter à la page 91 du rapport annuel 2009 de la Société.

6. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Intérêts sur la dette	184	118
Intérêts capitalisés	(76)	(54)
Intérêts débiteurs	108	64
Perte (gain) de change sur la dette à long terme	(260)	148
Autre gain de change	(38)	(13)
Total des charges (produits) de financement lié(e)s aux activités poursuivies⁽¹⁾	(190)	199

(1) Un montant de 8 millions \$ (néant \$ en 2009) a été reclassé dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

7. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Charge (économie) d'impôts :		
Exigibles :		
Canada	3	80
Étranger	165	10
Futurs :		
Canada	88	(160)
Étranger	10	15
Total de la charge (économie) d'impôts liée aux activités poursuivies⁽¹⁾	266	(55)

(1) Un montant de 117 millions \$ (2 millions \$ en 2009) a été reclassé dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Bénéfice net (perte nette)	716	(189)
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 561	936
Titres dilutifs :		
Options émises aux termes des régimes de rémunération à base d'actions	12	8
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	1 573	944
(en dollars par action ordinaire)		
Bénéfice par action – de base ^(a)	0,46	(0,20)
Bénéfice par action – dilué ^(b)	0,46	(0,20)

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. 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 lié aux activités poursuivies est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Activités d'exploitation		
Débiteurs	(901)	(148)
Stocks	(66)	(227)
Créditeurs et charges à payer	170	25
Impôts à payer/à recevoir	(32)	(177)
	(829)	(527)

10. PASSIF AU TITRE DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Autres prestations postérieures au départ à la retraite	
	Trimestres terminés les 31 mars		Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009	2010	2009
Coût des services rendus au cours de l'exercice	22	13	2	1
Intérêts débiteurs	42	13	6	2
Rendement prévu de l'actif des régimes	(36)	(10)	—	—
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	5	—	—
Coût net des prestations périodiques	30	21	8	3

11. CAPITAL-ACTIONS**Émis**

	Nombre (en milliers)	Actions ordinaires Montant (en millions de dollars)
Solde au 31 décembre 2009	1 559 778	20 053
Actions émises au comptant aux termes des régimes d'options sur actions	1 230	20
Actions émises aux termes d'un régime de réinvestissement de dividendes	96	3
Solde au 31 mars 2010	1 561 104	20 076

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

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

(ii) Options sur actions de Suncor Énergie Inc.

Ce régime succède aux régimes d'options sur actions en place avant la fusion des anciennes sociétés Petro-Canada et Suncor. Les options en cours qui sont annulées ou échues ou qui autrement ne donnent pas lieu à l'attribution d'actions ordinaires sous-jacentes, seront disponibles aux fins d'émission à titre d'options aux termes de ce régime. La Société a attribué 4 235 000 options avec composante DPV dans le cadre de ce régime au cours du premier trimestre de 2010. Les options attribuées ont une durée de sept ans et sont acquises annuellement sur une période de trois ans.

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

	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en dollars)
Options en cours au 31 décembre 2009	72 024	32,52
Options attribuées	4 235	31,85
Options exercées	(1 213)	12,88
Options frappées d'extinction/échues	(1 154)	41,39
Options en cours au 31 mars 2010	73 892	32,36

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

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

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

La Société a octroyé 346 000 DPV dans le cadre de ce nouveau régime au cours du premier trimestre de 2010. Ces DPV ont une durée de sept ans et sont acquis annuellement sur une période de trois ans.

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

	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en dollars)
Options en cours au 31 décembre 2009	14 065	28,63
Options attribuées	346	31,85
Options exercées	(150)	21,78
Options frappées d'extinction/échues	(637)	27,63
Options en cours au 31 mars 2010	13 624	28,84

(c) Régimes d'unités d'actions

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

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

	Nombre (en milliers)		
	UAFR	UAR	UAD
Options en cours au 31 décembre 2009	3 247	4 250	428
Options attribuées	1 648	2 772	1 739
Options rachetées	(271)	(6)	(33)
Options frappées d'extinction	(726)	(81)	—
Options réinvesties	7	12	7
Options en cours au 31 mars 2010	3 905	6 947	2 141

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 mars	
	2010	2009
Régimes d'options sur actions	(22)	27
DPV	(18)	—
UAFR	(13)	8
UAR	23	13
UAD	(10)	9
Total des charges (récupération) au titre de la rémunération à base d'actions	(40)	57

12. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

(en millions de dollars)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société		
Billets à 6,85 %, libellés en dollars US, échéant en 2039 (750 \$ US)	762	785
Billets à 6,80 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (900 \$ US)	943	972
Billets à 6,50 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 168	1 204
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2035 (600 \$ US)	562	578
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2034 (500 \$ US)	508	523
Billets à 5,35 %, libellés en dollars US, échéant en 2033 (300 \$ US)	259	266
Billets à 7,15 %, libellés en dollars US, échéant en 2032 (500 \$ US)	508	523
Billets à 6,10 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (1 250 \$ US)	1 270	1 308
Billets à 6,05 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (600 \$ US)	623	643
Billets à 5,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2014 (400 \$ US)	415	429
Billets à 4,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2013 (300 \$ US)	303	313
Débetures à 7,00 %, libellées en dollars US, échéant en 2028 (250 \$ US)	263	271
Débetures à 7,875 %, libellées en dollars US, échéant en 2026 (275 \$ US)	315	325
Débetures à 9,25 %, libellées en dollars US, échéant en 2021 (300 \$ US)	388	402
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	600	600
Billets à moyen terme de série 4 à 5,80 %, échéant en 2018	700	700
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %, échéant en 2011	500	500
	10 087	10 342
Emprunts renouvelables portant intérêt à des taux variables		
Papier commercial, acceptations bancaires et prêts au TIOL	3 397	3 244
Total de la dette à long terme non garantie	13 484	13 586
Dette à long terme garantie	13	13
Contrats de location-acquisition	322	326
Juste valeur des swaps de taux d'intérêt	12	18
Frais de financement reportés	(62)	(63)
	13 769	13 880
Tranche à court terme de la dette à long terme		
Contrats de location-acquisition	(30)	(14)
Juste valeur des swaps de taux d'intérêt	(9)	(11)
Total de la tranche à court terme de la dette à long terme	(39)	(25)
Total de la dette à long terme	13 730	13 855

Au 31 mars 2010, les marges de crédit non utilisées atteignaient 3 926 millions \$, montant qui était réparti comme suit :

(en millions de dollars)	2010
Facilité entièrement renouvelable pour 364 jours, d'une durée de un an, échéant en 2010	15
Facilité entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2013	203
Facilités entièrement renouvelables d'une durée de cinq ans, échéant en 2013	7 320
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	464
Total des facilités de crédit disponibles	8 002
Facilités de crédit soutenant le papier commercial, les acceptations bancaires et les prêts au TIOL	(3 397)
Facilités de crédit soutenant des lettres de crédit	(679)
Total des facilités de crédit non utilisées	3 926

13. 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.

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

Au cours du premier trimestre de 2010, la stratégie de la Société a consisté à respecter les mesures présentées dans le tableau suivant. La Société estime que le fait de respecter 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. L'augmentation des niveaux d'endettement découlant de la fusion avec Petro-Canada a fait en sorte que la mesure de notre dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a augmenté considérablement, étant donné que le calcul n'inclut que huit mois de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités de l'ancienne société Petro-Canada.

Au 31 mars (en millions de dollars)	Mesure ciblée pour le capital	2010	2009
Composants des ratios			
Dette à court terme		2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme		39	18
Dette à long terme		13 730	9 049
Dette totale		13 771	9 069
Trésorerie et équivalents		602	431
Dette nette		13 169	8 638
Capitaux propres		34 273	14 366
Capitalisation totale (dette totale + capitaux propres)		48 044	23 435
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽¹⁾ (sur douze mois)		3 122	3 708
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation	< 2,0 fois	4,2	2,3
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		29 %	39 %

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

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

14. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

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

(en millions de dollars)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Écart de conversion non réalisé	(677)	(248)
Gains non réalisés sur les contrats dérivés désignés comme couvertures	15	15
Total	(662)	(233)

15. INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Intérêts versés	89	61
Impôts sur les bénéfices payés	231	240

Faits saillants

(non vérifiés)

	2010	2009
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
(en dollars par action ordinaire – de base)		
Trimestres terminés les 31 mars		
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽¹⁾	0,72	0,86
Ratios		
Douze mois terminés les 31 mars		
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽²⁾	4,9	16,0
Rendement du capital investi (en pourcentage) ⁽³⁾	3,3	11,3
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois) ⁽⁴⁾	4,2	2,3
Ratio pro forma – dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois) ⁽⁵⁾	3,4	s.o.
Ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Bénéfice net ⁽⁶⁾	4,9	4,8
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽⁷⁾	7,2	10,4
Au 31 mars		
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage) ⁽⁸⁾	28,7	38,7
Information sur les actions ordinaires		
Au 31 mars		
Cours de l'action à la clôture du marché		
Bourse de Toronto – en dollars CA	33,03	28,14
Bourse de New York – en dollars US	32,54	22,21
Options sur actions ordinaires en cours (en milliers)	73 892	46 620
Douze mois terminés les 31 mars		
Nombre moyen en circulation, pondéré mensuellement (en milliers)	1 560 744	936 293

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

- (1) Flux de trésorerie liés à l'exploitation de la période, divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.
- (2) Pour les douze mois terminés; bénéfice net (1 187 millions \$ en 2010; 2 227 millions \$ en 2009) ajusté pour tenir compte du produit de financement après impôts (864 millions \$ en 2010; charge de 987 millions \$ en 2009), divisé par le capital moyen investi (24 350 millions \$ en 2010; 13 941 millions \$ en 2009). Le capital moyen investi représente la somme des capitaux propres et de la dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, moins les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours (le cas échéant) sur une base moyenne pondérée. 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.
- (3) Si le capital investi comprenait les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours (capital moyen investi, y compris les projets majeurs en cours : 36 071 millions \$ en 2010; 19 757 millions \$ en 2009), le rendement du capital investi serait celui présenté sur cette ligne.
- (4) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour les douze mois terminés. L'augmentation des niveaux d'endettement découlant de la fusion avec Petro-Canada a fait en sorte que la mesure de notre dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation a augmenté considérablement, étant donné que le calcul n'inclut que huit mois de flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités de l'ancienne société Petro-Canada.
- (5) Pour calculer le ratio pro forma de la dette nette par rapport aux 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 douze mois terminée le 31 mars 2010 et des flux de trésorerie liés à l'exploitation de l'ancienne société Petro-Canada pour la période de quatre mois terminée le 31 juillet 2009. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les activités de l'ancienne société Petro-Canada durant cette période de quatre mois ont totalisé 736 millions \$.
- (6) Bénéfice net, majoré des impôts sur les bénéfices et des intérêts débiteurs, divisé par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (7) Flux de trésorerie liés à l'exploitation, majorés de la charge d'impôts exigibles et des intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (8) 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				Douze mois terminés le	
	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2009
SABLES PÉTROLIFÈRES						
Production ^(a)						
Production totale (en excluant Syncrude)	202,3	278,9	305,3	301,0	278,0	290,6
Firebag ^(k)	55,7	51,1	54,3	48,3	42,4	49,1
MacKay River ^(k)	31,8	31,7	26,5***	—	—	29,7***
Syncrude	32,3	39,3	37,4***	—	—	38,5***
Ventes ^(a) (en excluant Syncrude)						
Brut léger peu sulfureux	61,0	100,8	89,6	99,4	108,8	99,6
Diesel	12,9	31,4	36,9	25,3	22,8	29,1
Brut léger sulfureux	80,5	142,4	146,8	150,5	102,7	135,7
Bitume	42,3	13,0	14,3	10,5	9,1	11,8
Total des ventes	196,7	287,6	287,6	285,7	243,4	276,2
Prix de vente moyen ^{(1)(b)} (en excluant Syncrude)						
Brut léger peu sulfureux *	80,84	77,71	71,99	65,83	54,64	67,26
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume) *	69,53	72,93	67,51	62,71	48,80	64,18
Total *	73,03	74,61	68,91	63,79	51,46	65,29
Total	70,21	65,42	62,01	59,34	59,45	61,66
Prix de vente moyen – Syncrude ^{(1)(b)}	83,21	78,81	75,17	—	—	77,36
Charges d'exploitation décaissées et total des charges d'exploitation – total des activités (en excluant Syncrude) ^(c)						
Charges décaissées	46,50	35,10	30,65	29,65	30,65	31,50
Gaz naturel	5,40	3,40	1,55	1,65	3,00	2,40
Bitume importé	2,95	0,20	0,05	—	0,05	0,05
Charges d'exploitation décaissées ⁽²⁾	54,85	38,70	32,25	31,30	33,70	33,95
Frais de démarrage de projets	0,55	0,50	0,45	0,35	0,65	0,45
Total des charges d'exploitation décaissées ⁽³⁾	55,40	39,20	32,70	31,65	34,35	34,40
Amortissement et épuisement	12,65	10,00	7,60	7,20	7,30	8,00
Total des charges d'exploitation ⁽⁴⁾	68,05	49,20	40,30	38,85	41,65	42,40
Charges d'exploitation décaissées et total des charges d'exploitation – Syncrude ^{(c) ****}						
Charges décaissées	39,60	29,65	29,50	—	—	29,60
Gaz naturel	4,50	3,45	2,10	—	—	2,90
Charges d'exploitation décaissées ⁽²⁾	44,10	33,10	31,60	—	—	32,50
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—
Total des charges d'exploitation décaissées ⁽³⁾	44,10	33,10	31,60	—	—	32,50
Amortissement et épuisement	13,70	11,80	12,70	—	—	12,15
Total des charges d'exploitation ⁽⁴⁾	57,80	44,90	44,30	—	—	44,65
Charges d'exploitation décaissées et total des charges d'exploitation – production de bitume <i>in situ</i> seulement ^{(c) *****}						
Charges décaissées	12,30	14,25	13,25	16,40	15,25	14,55
Gaz naturel	7,05	6,05	4,30	5,30	7,90	5,70
Charges d'exploitation décaissées ⁽⁵⁾	19,35	20,30	17,55	21,70	23,15	20,25
Frais de démarrage de projets	0,95	1,35	0,65	1,45	2,30	1,35
Total des charges d'exploitation décaissées ⁽⁶⁾	20,30	21,65	18,20	23,15	25,45	21,60
Amortissement et épuisement	5,05	6,65	5,95	6,00	6,95	6,35
Total des charges d'exploitation ⁽⁷⁾	25,35	28,30	24,15	29,15	32,40	27,95
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours ⁽ⁱ⁾	17 829	16 141	14 833	10 008	10 610	
(douze mois terminés)						
Rendement du capital investi ^(j)	5,2	4,2	8,4	11,1	22,9	
Rendement du capital investi ^{(j)**}	3,1	2,5	4,9	6,5	13,9	

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les				Douze mois terminés le	
	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2009
GAZ NATUREL						
Production brute						
Gaz naturel ^(d)						
Activités poursuivies	560	559	413	155	167	325
Activités abandonnées	89	115	104	37	33	73
Liquides de gaz naturel et pétrole brut ^(a)						
Activités poursuivies	9,0	8,5	6,1	1,4	1,6	4,5
Activités abandonnées	5,0	6,5	4,5	1,8	1,5	3,6
Production brute totale ^(f)						
Activités poursuivies	614	610	450	163	177	352
Activités abandonnées	119	154	131	48	42	94
Prix de vente moyen liés aux activités poursuivies ⁽¹⁾						
Gaz naturel ^(g)	5,29	4,59	2,87	3,48	5,51	4,19
Gaz naturel ^{(g)*}	5,29	4,58	2,85	3,44	5,50	4,17
Liquides de gaz naturel et pétrole brut ^(b)	70,02	64,01	58,47	38,17	45,91	58,41
Capital investi à la fin de la période ⁽ⁱ⁾	2 489	3 349	3 632	1 200	1 195	
(douze mois terminés)						
Rendement du capital investi ^(j)	1,2	(8,4)	(9,6)	(1,7)	5,0	

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les					Douze mois terminés le
	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009***	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2009***
INTERNATIONAL ET EXTRACÔTIER						
Côte Est du Canada						
Production ^(a)						
Terra Nova	29,6	24,0	16,0	—	—	20,8
Hibernia	30,2	26,3	28,5	—	—	27,2
White Rose	14,8	13,3	5,1	—	—	10,0
Production totale	74,6	63,6	49,6	—	—	58,0
Prix de vente moyen ^{(1)(b)}	78,69	77,71	75,22	—	—	76,86
International						
Production ^(e)						
<i>Mer du Nord</i>						
Buzzard	58,6	59,9	29,4	—	—	47,8
Production liée aux activités abandonnées	27,5	31,1	25,2	—	—	28,7
Total – mer du Nord	86,1	91,0	54,6	—	—	76,5
<i>Autres – International</i>						
Libye	35,4	26,0	42,7	—	—	32,6
Production liée aux activités abandonnées	11,7	12,0	11,3	—	—	11,7
Total – autres – International	47,1	38,0	54,0	—	—	44,3
Production totale	133,2	129,0	108,6	—	—	120,8
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies ^{(1) – mer du Nord} ^(l)	72,36	68,71	72,02	—	—	69,53
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies ^{(1) – autres – International} ^(l)	73,40	79,18	75,60	—	—	78,05
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours ⁽ⁱ⁾	4 570	4 970	4 903	—	—	
(douze mois terminés)						
Rendement du capital investi ^(j)	16,5	11,2	9,3	—	—	
Rendement du capital investi ^{(j)**}	10,4	7,1	5,9	—	—	

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les				Douze mois terminés le	
	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2009
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION						
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés ^(h)						
Carburants de transport						
Essence	23,5	23,0	18,3	8,7	8,2	14,6
Distillat	14,0	13,9	10,3	5,4	5,1	8,8
Total des ventes de carburants de transport	37,5	36,9	28,6	14,1	13,3	23,4
Produits pétrochimiques	2,2	1,2	1,7	1,0	1,0	0,8
Asphalte	1,8	2,0	2,4	0,7	0,8	1,5
Autres	5,3	1,9	3,0	1,0	0,5	2,0
Total des ventes de produits raffinés	46,8	42,0	35,7	16,8	15,6	27,7
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries ^(h)	31,0	28,3	25,5	11,8	11,3	29,6
Utilisation de la capacité de raffinage ⁽ⁱ⁾	91	83	94	87	84	87
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés ^(h)						
Carburants de transport						
Essence	14,8	18,4	16,1	8,9	8,2	13,0
Distillat	14,4	15,6	11,8	5,0	5,4	9,5
Total des ventes de carburants de transport	29,2	34,0	27,9	13,9	13,6	22,5
Asphalte	1,2	0,9	1,7	1,4	1,2	1,3
Autres	5,0	6,0	4,6	1,8	1,0	3,4
Total des ventes de produits raffinés	35,4	40,9	34,2	17,1	15,8	27,2
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries ^(h)	33,5	33,4	27,8	15,6	14,2	33,6
Utilisation de la capacité de raffinage ⁽ⁱ⁾	92	96	100	106	96	97
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours ⁽ⁱ⁾	7 794	7 727	7 730	2 573	2 566	
(douze mois terminés)						
Rendement du capital investi ⁽ⁱ⁾	6,6	8,7	2,6	0,7	0,6	

Sommaire d'exploitation trimestriel (suite)

(non vérifiés)

	Trimestres terminés les				Douze mois terminés le	
	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2009
PRODUITS NETS – ACTIVITÉS POURSUIVIES						
Gaz naturel ^(g)						
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	6,24	5,14	3,90	3,58	5,64	5,23
Redevances	(0,98)	(0,70)	(0,16)	0,88	(1,00)	(0,47)
Charges d'exploitation	(1,63)	(1,81)	(1,91)	(1,78)	(1,82)	(2,10)
Produits d'exploitation nets	3,63	2,63	1,83	2,68	2,82	2,66
Amortissement et épuisement	(3,11)	(2,59)	(2,89)	(3,36)	(3,17)	(3,25)
Frais généraux et autres	(0,37)	(1,28)	(1,93)	(2,12)	(0,97)	(1,56)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	0,15	(1,24)	(2,99)	(2,80)	(1,32)	(2,15)
International et extracôtier						
Côte Est du Canada ^(b)						
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	80,79	79,69	77,85	—	—	79,07
Redevances	(28,78)	(25,26)	(21,02)	—	—	(23,82)
Charges d'exploitation	(8,92)	(7,89)	(13,36)	—	—	(9,76)
Produits d'exploitation nets	43,09	46,54	43,47	—	—	45,49
Amortissement et épuisement	(23,38)	(26,56)	(17,48)	—	—	(23,47)
Frais généraux et autres	0,31	(1,33)	(0,52)	—	—	(1,05)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	20,02	18,65	25,47	—	—	20,97
International – mer du Nord ^(b)						
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	74,19	70,38	75,49	—	—	71,64
Charges d'exploitation	(4,92)	(4,57)	(6,29)	—	—	(4,99)
Produits d'exploitation nets	69,27	65,81	69,20	—	—	66,65
Amortissement et épuisement	(22,76)	(25,24)	(18,54)	—	—	(23,60)
Frais généraux et autres	(3,35)	(2,20)	(2,83)	—	—	(2,36)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	43,16	38,37	47,83	—	—	40,69
International – Libye						
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	73,92	79,97	76,02	—	—	78,19
Redevances	(43,28)	(32,12)	(46,46)	—	—	(39,88)
Charges d'exploitation	(3,81)	(6,03)	(2,21)	—	—	(4,05)
Produits d'exploitation nets	26,83	41,82	27,35	—	—	34,26
Amortissement et épuisement	(4,29)	(6,39)	(1,54)	—	—	(3,86)
Frais généraux et autres	(6,63)	(11,46)	(5,98)	—	—	(8,60)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	15,91	23,97	19,83	—	—	21,80
International – Total ⁽ⁱ⁾						
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	74,09	73,28	75,80	—	—	74,30
Redevances	(16,32)	(9,71)	(27,50)	—	—	(16,19)
Charges d'exploitation	(4,50)	(5,01)	(3,88)	—	—	(4,61)
Produits d'exploitation nets	53,27	58,56	44,42	—	—	53,50
Amortissement et épuisement	(15,79)	(19,54)	(8,48)	—	—	(15,59)
Frais généraux et autres	(4,59)	(5,01)	(4,69)	—	—	(4,89)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	32,89	34,01	31,25	—	—	33,02

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

Certaines mesures financières mentionnées dans les faits saillants et le sommaire d'exploitation trimestriel ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Suncor inclut les informations sur le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées et totales par baril afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser le rendement d'exploitation, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées séparément ni comme un substitut aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Définitions

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

Notes explicatives

- * Compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.
- ** 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 les douze mois terminés 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 charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (incluant les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
- ***** Le calcul des charges d'exploitation décaissées et des charges d'exploitation totales pour la production de bitume *in situ* a été révisé au cours du premier trimestre de 2010 et les chiffres des périodes correspondantes ont été retraités. Certaines charges générales et administratives qui n'avaient pas été affectées auparavant à la production *in situ* ont été ajoutées.

(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 arrondis 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