



**SUNCOR ÉNERGIE** est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor sont reliées notamment au développement et à la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière classique et extracôtière, au raffinage du pétrole et à la commercialisation des produits sous la marque Petro-Canada. Tout en exploitant les ressources pétrolières de façon responsable, Suncor développe aussi un portefeuille croissant de sources d'énergie renouvelable. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

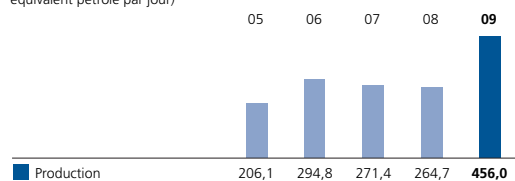
2	message aux actionnaires
6	notre tableau de pointage
7	rapport de gestion
8	aperçu et priorités stratégiques de Suncor
11	analyse financière consolidée
14	liquidité et sources de financement
17	état des grands projets d'investissement
19	redevances
23	facteurs de risque influant sur le rendement
27	estimations comptables cruciales
34	modifications de conventions comptables
39	sables pétrolifères
45	gaz naturel
49	côte est du canada
52	international
55	raffinage et commercialisation
59	siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations
61	perspectives
63	mesures financières non définies par les PCGR
67	responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière
68	rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
69	rapport des vérificateurs indépendants
71	sommaire des principales conventions comptables
77	états financiers consolidés et notes afférentes
116	sommaire trimestriel
123	sommaire financier des cinq derniers exercices
124	information supplémentaire concernant les finances et l'exploitation
129	données sur la négociation des actions
130	renseignements à l'intention des investisseurs
131	gouvernance et renseignements sur les administrateurs

Ce rapport annuel renferme des énoncés prospectifs, incluant des énoncés relatifs aux plans de croissance futurs de la production, fondés sur nos hypothèses et comportant des risques et des incertitudes. Les résultats réels pourraient différer de façon importante. Se reporter aux pages 65 et 66 pour plus de renseignements. Toute l'information financière est conforme aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les mesures financières non prescrites par les PCGR comprennent les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées. Se reporter aux pages 63 et 64 pour plus de détails. Le gaz naturel est converti en équivalent pétrole brut selon un facteur de conversion de six mille pieds cubes en un baril. Le terme baril équivalent pétrole (bep) peut être trompeur, surtout s'il est utilisé hors contexte. Le facteur de conversion se base sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits. Les expressions « Suncor », « nous », « notre », « nos » 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. Suncor a 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. Les montants réels pourraient différer et les écarts pourraient être importants.

## PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

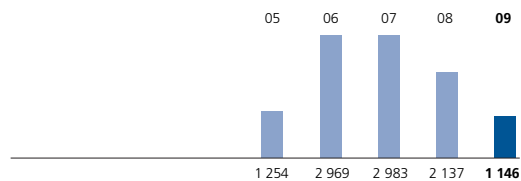
### Production

(en milliers de barils équivalent pétrole par jour)



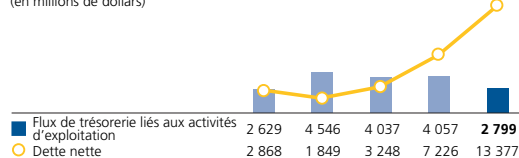
### Bénéfice net

(en millions de dollars)



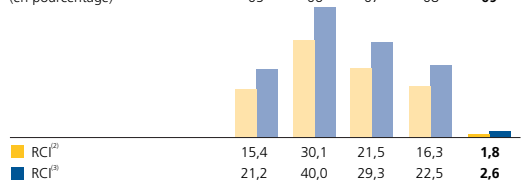
### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation / dette nette

(en millions de dollars)



### Rendement du capital investi

(en pourcentage)



### Autres indicateurs clés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Financiers</b>					
Produits (déduction faite des redevances)	25 480	28 637	17 314	14 976	10 768
Immobilisations et charges d'exploration	4 246	7 987	5 629	3 693	3 230
Total de l'actif	69 746	32 528	24 509	18 959	15 335
<b>Dollars par action ordinaire</b>					
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires – de base	0,96	2,29	3,23	3,23	1,37
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires – dilué	0,95	2,26	3,17	3,16	1,35
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2,34	4,36	4,38	4,95	2,88
Dividendes en espèces	0,30	0,20	0,19	0,15	0,12
<b>Cours du marché des actions ordinaires au 31 décembre (clôture)</b>					
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)	37,21	23,72	53,96	45,90	36,66
Bourse de New York (en dollars américains)	35,31	19,50	54,37	39,46	31,57
<b>Ratios clés</b>					
Dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)	28,9	35,2	24,3	20,7	33,3
Dette nette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en nombre de fois) <sup>(4)</sup>	4,8	1,8	0,8	0,4	1,1
Rendement des capitaux propres (en pourcentage)	5,1	16,2	28,4	39,0	22,7

Les principales données financières comprennent les résultats de Suncor suite à la fusion à partir du 1<sup>er</sup> août 2009. Ainsi, les montants reflètent les résultats de Suncor suite à la fusion à partir du 1<sup>er</sup> août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor du 1<sup>er</sup> janvier au 31 juillet 2009. Les montants comparatifs ne reflètent que les résultats de l'ancienne société Suncor.

- (1) Mesures non définies par les PCGR. Voir les pages 63 et 64.
- (2) Inclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.
- (3) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.
- (4) L'augmentation des niveaux d'endettement suite à la fusion avec Petro-Canada a fait augmenter de façon importante le ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation étant donné que le calcul ne comprend que cinq mois de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités de l'ancienne société Petro-Canada.
- (5) L'augmentation du capital investi suite à la fusion avec Petro-Canada a fait diminuer de façon importante le rendement du capital étant donné que le calcul ne comprend que cinq mois de résultats liés aux activités de l'ancienne société Petro-Canada.

## MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

À bien des égards, chacune des 42 années écoulées depuis que Suncor Énergie a lancé l'industrie des sables pétrolifères représente une étape, mais peu d'entre elles ont aussi été une année charnière comme 2009. Nous avons été confrontés au début de l'année à l'un des pires replis de l'économie mondiale depuis les cent dernières années. Les prix des marchandises se sont écroulés tandis que le coût d'accès aux capitaux est monté en flèche. Comme presque tout le monde, la réponse initiale de Suncor a été de réduire les dépenses. Nous avons placé la majorité de nos projets de croissance en attente et réduit largement nos dépenses en capital. Mais nous n'avons pas attendu longtemps avant de chercher des moyens de transformer l'adversité en occasion. Le résultat a donné une fusion historique avec une autre fière société canadienne, Petro-Canada, afin de créer la plus importante société énergétique indépendante du Canada – un réel concurrent international pour le 21<sup>e</sup> siècle.

Aujourd'hui, Suncor est une société plus grande, plus forte et financièrement plus flexible. Nos actifs de qualité supérieure et une stratégie intégrée nous offrent une certaine protection contre la volatilité des marchés de marchandises et nous placent dans une position solide pour réaliser une croissance prudente mais importante. Bref, nous avons davantage de contrôle sur notre propre destinée.

Mais bien que 2009 ait marqué un nouveau chapitre passionnant dans l'histoire de notre entreprise, il est tout aussi important de souligner ce qui *n'a pas* changé. La nouvelle société Suncor, comme l'ancienne, se concentre de façon stratégique sur la mise en valeur responsable des sables pétrolifères au Canada – la deuxième plus importante ressource de pétrole au monde.

Suncor est un pionnier en matière de sables pétrolifères et, en raison de la récente fusion, nous nous retrouvons au tout premier rang de l'industrie pour l'importance de notre position. Nous avons l'intention de demeurer un chef de file dans tous les aspects de l'industrie, notamment en ce qui concerne la croissance de la production, l'innovation technologique et la gestion environnementale.

Nous sommes aussi restés totalement concentrés sur la réalisation d'une production sûre, fiable et rentable dans l'ensemble de nos activités. Bien que nous ayons trébuché quelque peu à cet égard à la fin de l'exercice et au début de 2010 en raison de difficultés opérationnelles à nos installations des sables pétrolifères, la tendance pour le reste de 2009 a été positive – et nous avons l'intention de reprendre pied.

### Se démarquer du peloton

La question qu'on m'a probablement le plus souvent posée en 2009 est la suivante : pourquoi Suncor a-t-elle décidé, pendant l'une des années les plus turbulentes de l'histoire récente, d'effectuer une fusion ambitieuse qui change la donne alors que tant d'autres ont décidé de chercher refuge et d'attendre la fin du repli de l'économie?

Je réponds qu'être un pionnier c'est en partie avoir une vision à long terme qui permet de voir au-delà des défis immédiats de la journée afin de tracer un parcours positif. Cela signifie également que lorsque le peloton s'élance dans une direction, vous voudrez peut-être regarder dans l'autre direction pour voir les autres occasions qu'offre l'avenir.

Nous avons vu la fusion avec Petro-Canada comme une occasion unique de créer une entreprise canadienne phare possédant la base d'actifs et la solidité financière pour se mesurer aux sociétés énergétiques majeures à l'échelle internationale. Comme elles, nous aurons la capacité d'investir et de croître dans le cycle des marchandises.

La fusion a donné naissance à une société énergétique intégrée qui combine une position de tête dans le secteur des sables pétrolifères et des activités additionnelles dans le domaine du raffinage et de la commercialisation, de la production de gaz naturel nord-américain et de la production pétrolière et gazière à moindre coût à l'échelle internationale et sur la côte Est du Canada. Cela signifiait un bilan plus solide, des flux de trésorerie liés à l'exploitation plus robustes et la capacité d'investir stratégiquement dans une importante série de possibilités d'expansion.

À la suite de l'annonce de la fusion proposée en mars, nous nous sommes empressés d'obtenir l'approbation des actionnaires en juin et l'approbation finale du Bureau de la concurrence du Canada en juillet. La consolidation rapide des deux sociétés s'est poursuivie et, en novembre, la nouvelle organisation était pratiquement en place et nous avons pu annoncer nos premiers plans de croissance pour 2010 et les années à venir.

Fusionner ces deux grandes sociétés s'est avéré une tâche ardue mais fructueuse. De loin, les décisions les plus difficiles concernaient la perte d'environ 1 000 employés qui occupaient des postes qui se chevauchaient. Mais nous les avons

prises en sachant qu'à long terme la fusion fera de Suncor un contributeur clé en matière de création d'emplois alors que nous connaissons une expansion qui n'aurait pas été possible si nous étions restés sur une base individuelle.

Au moment de l'annonce de la fusion, nous avons estimé les économies en capital à 1 milliard \$ par année en raison des frais généraux moins élevés, du partage des infrastructures et des technologies et de l'accent mis sur les projets à moyen terme à rendement élevé. La réduction des dépenses d'exploitation, incluant l'optimisation des produits et de la chaîne d'approvisionnement et la rationalisation des effectifs, était estimée à environ 300 millions \$ par année. À la fin de 2009, nous avons confirmé notre objectif en matière d'économies en capital et porté l'estimation de la réduction de nos dépenses d'exploitation à 400 millions \$ par année, un gain que nous espérons voir dans nos bénéfices et nos flux de trésorerie liés à l'exploitation d'ici la fin de 2010, alors que nos économies annuelles commenceront à dépasser les coûts non récurrents liés à la fusion. Il s'agissait d'un autre signe que la fusion répondait au bon sens sur le plan économique – pour les actionnaires de Suncor et pour la prospérité à long terme de la Société et de l'industrie.

### **L'avenir : excellence opérationnelle et croissance disciplinée**

Si en 2009 nous devons agir rapidement pour conclure la fusion, en 2010 nous devons en démontrer les avantages.

En novembre 2009, le Conseil d'administration de Suncor a approuvé un programme de dépenses en immobilisations de 5,5 milliards \$ pour 2010 qui a officiellement reconduit notre croissance dans le secteur des sables pétrolifères. Une somme de 4 milliards \$ doit servir au maintien des activités existantes, et une autre d'environ 1,5 milliard \$ être consacrée à de nouveaux projets de croissance de la production, principalement dans le secteur des sables pétrolifères de la Société.

La majorité des dépenses de croissance sera consacrée à l'agrandissement de la phase 3 du projet *in situ* Firebag, qui devrait entrer en production au deuxième trimestre de 2011. Des dépenses seront aussi affectées à la phase 4 du projet Firebag, qui devrait entrer en production au quatrième trimestre de 2012. Ensemble, ces deux projets devraient accroître notre capacité de production d'environ 136 000 barils par jour.

Ce sont les premières étapes de notre plan stratégique qui vise à accroître de façon régulière notre production tirée des sables pétrolifères, soutenue par les flux de trésorerie provenant des activités existantes de Suncor.

Nous continuons à passer en revue tous nos projets de croissance potentiels afin de déterminer à quel moment et dans quel ordre nous allons procéder. Nous nous attendons à établir un plan plus détaillé vers la fin de 2010.

Au même moment, Suncor procède à la vente d'actifs qui ne soutiennent plus sa stratégie à long terme. Les ventes proposées identifiées jusqu'à maintenant comprennent certains actifs de gaz naturel dans l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines, tous les actifs à Trinité-et-Tobago et des actifs non essentiels en mer du Nord, incluant tous nos actifs aux Pays-Bas.

Bien que nous soyons flexibles quant au moment où se feront ces cessions, nous prévoyons conclure la plupart des ventes d'ici la fin de l'année. Les produits, qui devraient être de l'ordre de 2 milliards \$ à 4 milliards \$, devraient servir à réduire la dette de la Société.

La combinaison de l'*investissement* stratégique dans les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères et la *vente* stratégique d'actifs non essentiels se traduira par une évolution soutenue en faveur de ce qui a toujours été l'activité première de Suncor. À l'heure actuelle, environ 50 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de Suncor provient des sables pétrolifères; lorsque la phase 4 de Firebag entrera en pleine production, nous prévoyons que ce chiffre passera à près de 65 %.

Alors que nous allons de l'avant, Suncor a le luxe de disposer de plus d'occasions de croissance qu'elle ne peut exécuter dans l'immédiat. Il s'agit donc essentiellement de classer ces occasions en ordre d'importance et de nous assurer d'aller de l'avant avec le bon projet, au bon moment et de la bonne manière.

J'ai été très clair quant aux critères que Suncor utilisera pour déterminer à quel moment effectuer ces projets; tout repose sur la réalisation des meilleurs flux de trésorerie et du meilleur rendement du capital à court terme tout en réduisant le risque global. Il s'agit également de réaliser un bilan encore plus solide pendant que nous réduisons notre dette et ciblons un ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'environ deux pour un.

Notre Société a amorcé une période de croissance disciplinée mais importante. Je crois que Suncor peut développer sa production tirée des sables pétrolifères de 10 % à 12 % par année au cours de la prochaine décennie de façon à maximiser les retombées pour nos actionnaires et l'économie dans son ensemble sans participer au type de climat très inflationniste dont nous avons été témoins à certaines périodes de la dernière décennie.

Un autre aspect de la discipline vise à garantir que nous continuerons d'exercer nos activités actuelles de façon sûre, fiable et rentable. L'excellence opérationnelle dans une organisation aussi imposante que Suncor ne tient pas seulement au fait de réussir quelque chose une seule fois, c'est réussir mille choses en tout temps. Cela exige une gestion rigoureuse, une surveillance constante et une main-d'œuvre talentueuse dédiée à une amélioration continue.

Nous avons mis en place un programme d'excellence opérationnelle à l'échelle de la Société au cours des trois dernières années. À nos installations des Sables pétrolifères, des indicateurs tels une amélioration de la fiabilité, une meilleure exécution des arrêts de maintenance planifiés et d'autres mesures de rendement ont démontré que nous faisons des progrès. Les difficultés opérationnelles que nous avons connues à notre usine de valorisation des sables pétrolifères en décembre 2009 et au début février 2010, nous rappellent que nous avons encore du travail à faire. Soyez assurés que nous n'avons pas traité ces incidents avec légèreté; nous sommes en train d'effectuer un examen complet des circonstances entourant ces incidents en recourant à nos ressources internes ainsi qu'à des experts externes. Du Conseil d'administration et de l'équipe de dirigeants au personnel de première ligne, et avec l'appui d'experts externes, nous nous engageons fermement à assurer la fiabilité et la sécurité des personnes et des procédés.

On ne saurait surestimer l'importance d'atteindre l'excellence dans toutes nos activités quotidiennes. Cela crée la valeur sur laquelle nous bâtissons l'avenir. Pour nos investisseurs, et nos actionnaires, notre rendement d'aujourd'hui détermine leur niveau de confiance à l'égard de notre rendement de demain.

### Développement responsable

La nouvelle société Suncor, tout comme l'ancienne, souscrit à un ensemble d'objectifs et de valeurs qui guident nos décisions d'affaires. Tout cela est régi par le principe d'un triple résultat, ce qui signifie gérer nos activités et nos plans de croissance de façon à améliorer les avantages sociaux et économiques tout en nous efforçant de réduire l'empreinte écologique associée au développement.

Ce principe fait partie de notre programme de dépenses en immobilisations de 2010 qui inclut un investissement de 450 millions \$ pour commencer la mise en place commerciale de nouvelles technologies de traitement des résidus et de remise en état de terrains ce qui, à notre avis, représente une étape importante pour aborder l'un des plus grands défis environnementaux de notre industrie.

Les résidus liquides – l'eau, le sable argileux et les hydrocarbures résiduels provenant de l'extraction du bitume des sables pétrolifères – représentent un fardeau économique important pour l'industrie des sables pétrolifères. Dans le cas de Suncor, nos bassins de résidus représentent environ 30 % des terres perturbées que Suncor est en train de remettre en état. Le contrôle et la gestion responsable de ces bassins coûtent des millions de dollars annuellement. Assécher une surface pour commencer la remise en état d'un habitat naturel plus rapidement est bon pour l'environnement et nos résultats. C'est un exemple classique du lien entre la performance économique et environnementale.

Comme l'ont encore démontré les récentes négociations à Copenhague, le défi que représente le changement climatique signifie que notre industrie doit se préparer en prévision des incertitudes concernant la façon dont les divers paliers de gouvernement vont traiter les émissions de carbone. Suncor a reconnu ce fait il y a plus de vingt ans lorsqu'elle est devenue l'une des premières sociétés énergétiques majeures à adopter un plan d'action sur le changement climatique et à développer de nouvelles technologies pour réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre. Nous avons également été les premiers à investir dans les produits d'énergie renouvelables, un secteur que nous continuons à développer.

Faut-il en faire plus? Absolument. Suncor veut faire sa part pour aider le Canada à relever ce défi. En même temps, notre entreprise, et toute l'industrie des sables pétrolifères, doit en faire plus pour informer le public sur les efforts continus visant à mieux gérer les émissions de gaz à effet de serre et relever les autres défis environnementaux, y compris l'utilisation de l'eau, la perturbation des sols et les autres émissions atmosphériques.

Rien de tout cela ne nous absout de notre devoir d'agir. Nous devons travailler de façon à améliorer continuellement notre performance environnementale et nous le ferons. La nouvelle société Suncor représente l'union de deux sociétés énergétiques progressistes possédant un bon dossier en innovation et une volonté de persuader les critiques de l'industrie, plutôt que de simplement les confronter. Nous croyons que personne n'a le monopole des bonnes idées et nous collaborerons avec tous ceux qui ont des propositions constructives visant à mieux développer cette ressource classique.

### Un siècle d'occasions

L'un des aspects les plus passionnants de l'activité première de Suncor concerne la production d'énergie non pas pour les cinq prochaines années ni même les cinquante prochaines, mais pour un siècle et au-delà. Si nous agissons correctement, nous aurons l'occasion de tracer une route qui profitera aux générations à venir.

Des 27 milliards de barils équivalent pétrole tirés de la base de ressources récupérables de Suncor, environ 23 milliards proviennent des sables pétrolifères. Nous avons l'occasion incroyable d'organiser des décennies de mise en valeur sans avoir besoin d'explorer plus avant.

Bien que notre base de ressources soit massive, l'approche de Suncor envers la mise en valeur a toujours été mesurée. Nous avons été les pionniers de ce qui est devenu un modèle de l'industrie en matière de planification intégrée au sein de laquelle la production de pétrole brut, la valorisation, le raffinage et la commercialisation sont tous reliés à une seule

stratégie, dont chaque élément est complémentaire de l'autre. La récente fusion a amélioré cette stratégie éprouvée, nous offrant un ensemble encore plus solide d'actifs qui sont valables en soi et ont leur propre importance pendant que nous développons notre ressource première.

En allant de l'avant, nous continuerons à profiter de l'expertise des employés de Suncor, une équipe de professionnels talentueux qui sont toujours prêts à relever le prochain défi. Je suis également redevable aux membres du Conseil d'administration de Suncor qui surveillent tous les aspects de la gouvernance et qui sont les gardiens exceptionnels des intérêts des parties intéressées. Ils réussissent très bien à amener la direction à prendre la tête et à innover, et je tiens à les remercier pour leurs conseils et leur soutien.

Je suis certain qu'ensemble nous réussirons à faire de ce prochain chapitre celui qui sera le plus enrichissant et passionnant de l'histoire de Suncor à ce jour. Nous avons les ressources, les capitaux, les gens et le plan. Nous savons que nous avons encore beaucoup de travail à accomplir pour réaliser les attentes de nos parties intéressées et de tous ceux qui ont des intérêts dans notre entreprise. Nous sommes prêts à relever le défi. Je me sens privilégié de faire partie de cet effort collectif et, au nom des employés, de la direction et du Conseil d'administration de Suncor, je vous remercie de votre appui indéfectible.

Le président et chef de la direction,

A handwritten signature in black ink that reads "Rick George". The signature is written in a cursive, flowing style.

**Rick George**

## NOTRE TABLEAU DE POINTAGE

### Rendement à long terme

- **Valeur, au 31 décembre 2009, de 100 \$ investis dans Suncor le 18 mars 1992 lorsque la Société est devenue une société cotée en bourse : 4 970 \$.** Valeur, au 31 décembre 2009, de 100 \$ investis dans l'indice S&P 500 le 18 mars 1992 : 341 \$<sup>(1)</sup>.
- **Intensité de gaz à effet de serre (par unité de production) de notre secteur Sables pétrolifères en 2008 comparativement à 1990 :** réduction de 44 %.
- **Utilisation totale de l'eau de notre secteur Sables pétrolifères en 2008 comparativement à 2002<sup>(2)</sup> :** réduction absolue d'environ 30 %.
- **Objectifs en matière de performance environnementale stratégique d'ici 2015<sup>(3)</sup> :** réduction de la prise d'eau totale de 12 %, accroissement de la surface des terrains remis en état de 100 %, amélioration de l'efficacité énergétique de 10 % et réduction des émissions atmosphériques actuelles de 10 %.

### 2009 – Nos objectifs et les résultats que nous avons obtenus

- **Atteindre une production annuelle dans le secteur Sables pétrolifères de 300 000 barils par jour (+5 %/– 10 %) à une charge d'exploitation décaissée moyenne de 33 \$ à 38 \$ par baril.** La fiabilité opérationnelle améliorée en 2009 a contribué à une production annuelle du secteur Sables pétrolifères de 290 600 barils par jour à une charge d'exploitation décaissée de 33,95 \$ par baril.
- **Viser une production de 210 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour (+ 5 %/– 5 %) pour notre secteur Gaz naturel.** La production des installations de gaz naturel de l'ancienne société Suncor a atteint le volume cible, se chiffrant en moyenne à 210 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour en 2009.
- **Continuer de mettre l'accent sur la prévention.** Suncor a connu une diminution continue de la fréquence des blessures consignées et de la fréquence des blessures entraînant un arrêt de travail, deux importants paramètres de la performance en sécurité.
- **Maintenir un bilan solide.** Les dépenses en immobilisations prévues ont été ramenées à 3 milliards \$ pour 2009, d'importants investissements de capital de croissance ayant été reportés. La fusion avec Petro-Canada a eu comme résultats un bilan plus solide, des flux de trésorerie plus robustes et la capacité d'investir stratégiquement dans une importante série de possibilités d'expansion durant le cycle des marchandises.
- **Poursuivre les efforts visant à réduire l'intensité de l'impact environnemental.** Nous avons achevé la construction de l'unité de récupération de soufre à Firebag durant le troisième trimestre de 2009 et continué de développer des techniques de remise en état accélérée qui ont le potentiel d'accroître considérablement la vitesse à laquelle s'effectue la remise en état.

### 2010 – Nos objectifs et comment nous comptons les atteindre

- **Excellence opérationnelle.** Mettre l'accent sur l'excellence opérationnelle en vue d'améliorer la gestion de la sécurité des personnes et des procédés, l'excellence et la durabilité environnementales, la fiabilité et le personnel. Les arrêts de maintenance planifiés devraient améliorer l'efficacité et la fiabilité de nos installations d'exploitation de sables pétrolifères et de raffinage.
- **Poursuivre les efforts visant à réduire l'intensité de l'impact sur l'environnement.** Nous prévoyons remettre en état les premiers bassins de résidus de l'industrie par leur restauration en une surface carrossable en 2010. De plus, le travail de développement d'une technologie de remise en état accélérée se poursuivra.
- **Renforcer le bilan et maintenir des cotes de solvabilité élevées.** Un budget de 5,5 milliards \$ est prévu en 2010 pour les dépenses en immobilisations, le critère d'investissement clé étant l'obtention de flux de trésorerie liés à l'exploitation à court terme. L'application du produit des cessions planifiées à la réduction de la dette nette devrait contribuer à l'atteinte d'un ratio cible de deux fois les flux de trésorerie liés à l'exploitation.

(1) En supposant le réinvestissement des dividendes.

(2) 2002 est le premier exercice complet de production à la suite d'une importante expansion des activités dans le secteur Sables pétrolifères.

(3) L'exercice de référence pour les améliorations planifiées est 2007. Toutes les réductions proposées sont absolues sauf celle pour l'efficacité énergétique qui est fondée sur l'intensité.

Ce tableau de pointage doit être lu parallèlement au rapport de gestion et aux états financiers consolidés vérifiés et notes complémentaires de 2009 de Suncor.



## RAPPORT DE GESTION

Le 26 février 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 aux pages 65 et 66.

Ce rapport de gestion doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés vérifiés de Suncor au 31 décembre 2009 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) et les charges d'exploitation décaissées et totales par baril ne sont pas prescrites par les PCGR. Elles sont décrites à la rubrique Mesures financières non définies par les PCGR aux pages 63 et 64.

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 importants, se reporter à la rubrique État des grands projets d'investissement aux pages 17 et 18.

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<sup>er</sup> août 2009, date de prise d'effet de la fusion.

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Toutes les conditions de clôture ont été

satisfaites, y compris l'approbation des actionnaires, de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta et du Bureau de la concurrence du Canada. Aux termes de la fusion, les actionnaires de Petro-Canada ont reçu 1,28 action ordinaire de Suncor pour chaque action de Petro-Canada détenue. Pour plus de renseignements sur la transaction de fusion, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés vérifiés au 31 décembre 2009.

Les états financiers consolidés incluent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1<sup>er</sup> août 2009. En conséquence, les montants présentés dans ce rapport de gestion reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1<sup>er</sup> août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1<sup>er</sup> janvier au 31 juillet 2009. Les chiffres comparables pour 2008 et 2007 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 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.

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 d'information annuelle déposés auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web [www.suncor.com](http://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.

## APERÇU ET PRIORITÉS STRATÉGIQUES DE SUNCOR

Suncor Énergie Inc. est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Nous exerçons nos activités dans cinq secteurs :

- Le secteur **Sables pétrolifères**, dont les installations sont situées près de Fort McMurray, en Alberta, produit du bitume récupéré des sables pétrolifères au moyen de techniques minières et *in situ* et le valorise en le transformant en charges d'alimentation de raffineries, en combustible diesel et en produits dérivés. La Société détient une participation de 12 % dans la coentreprise d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude, également située près de Fort McMurray, en Alberta.
- Le secteur **Gaz naturel**, dont les activités sont situées principalement dans l'Ouest du Canada, exerce des activités d'exploration, de mise en valeur et de production reliées au gaz naturel, aux liquides de gaz naturel et au pétrole brut. La vente de la production de gaz naturel compense les achats de gaz naturel de Suncor destinés à la consommation interne dans ses activités nord-américaines. Suncor procède actuellement à la cession d'actifs non essentiels dans le cadre d'une rationalisation de la stratégie de ce secteur.
- Le secteur **Côte Est du Canada** comprend les activités de mise en valeur pétrolière au large de Terre-Neuve-et-Labrador. La Société détient une position importante dans chaque grand projet pétrolier au large de la côte Est du Canada, y compris Hibernia, White Rose, Terra Nova et Hebron.
- Le secteur **International** regroupe les activités dans des régions clés comme la mer du Nord (y compris les secteurs britannique, néerlandais et norvégien), la Libye, la Syrie et la zone extracôtière de Trinité-et-Tobago. Suncor procède actuellement à la cession d'actifs non essentiels dans le cadre d'une rationalisation de la stratégie de ce secteur.
- Le secteur **Raffinage et commercialisation**, qui inclut les raffineries de la Société en Alberta, au Québec, en Ontario et au Colorado, fabrique des produits raffinés et commercialise ceux-ci auprès de clients dans les circuits de détail et les circuits commerciaux et industriels. Le secteur Raffinage et commercialisation détient et exploite aussi une entreprise de lubrifiants en Ontario qui fabrique, mélange et commercialise des produits de grande qualité partout dans le monde; des participations dans des pipelines et des terminaux; et un réseau de stations-service de détail dans tout le Canada et l'État du Colorado.

En outre, la Société participe à des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie menées par des tiers et détient des investissements dans des

occasions liées à l'énergie renouvelable incluant la plus grande usine d'éthanol au Canada selon le volume et une participation dans quatre projets d'énergie éolienne.

Voici les priorités stratégiques de Suncor :

- Maintenir la capacité et la flexibilité financières grâce à une gestion disciplinée des coûts, des capitaux et de la dette et à une administration judicieuse du bilan.
- Accroître notre rendement du capital investi en ciblant des budgets d'immobilisations pour des projets à moyen terme à rendement élevé.
- Mettre l'accent sur la fiabilité et l'efficacité des installations, la fiabilité et l'efficacité opérationnelles et la gestion des coûts dans le cadre des initiatives visant l'excellence opérationnelle.
- Mettre en valeur notre base de ressources en sables pétrolifères en appliquant des techniques minières et *in situ* et suppléer à notre production de bitume en concluant des accords d'approvisionnement avec des tiers.
- Agrandir les installations d'exploitation minière, d'exploitation *in situ* et de valorisation de sables pétrolifères, afin d'accroître la production de pétrole brut et d'améliorer la rentabilité en offrant des sources d'approvisionnement en bitume et de possibilités de valorisation plus souples.
- Intégrer la production du secteur Sables pétrolifères au marché nord-américain de l'énergie par l'intermédiaire des raffineries de Suncor et d'autres raffineries appartenant à des tiers afin d'atténuer la vulnérabilité aux déséquilibres de l'offre et de la demande.
- Mettre l'accent sur nos actifs des secteurs Côte Est du Canada et International, qui rapportent des flux de trésorerie soutenus et à faible coût et offrent une stabilité durant les creux du cycle des marchandises, de façon à appuyer nos activités principales liées aux sables pétrolifères.
- Réduire le risque associé à la volatilité des prix des marchandises en produisant des volumes de gaz naturel qui compensent nos achats destinés à la consommation interne.
- Faire progresser les aspects sociaux et environnementaux de nos activités en gérant étroitement l'incidence de nos activités sur l'air, l'eau et les sols, tout en gagnant et en conservant le soutien des parties intéressées à l'égard de nos plans continus d'exploitation et de croissance.
- Continuer à mettre l'accent sur la santé et la sécurité des employés, des entrepreneurs et des collectivités.

## Vue d'ensemble de 2009

Les étapes et les mises en valeur clés au cours de 2009 et au début de 2010 étaient les suivantes :

**Contexte économique difficile au début de l'exercice.** Les prix de référence faibles des marchandises ont eu une incidence importante sur le bénéfice. Nous avons pris des mesures pour protéger nos produits futurs en concluant des contrats dérivés. Avec le raffermissement ultérieur des prix en 2009, nous avons réalisé d'importantes pertes car les prix de règlement étaient inférieurs aux prix de référence.

**Réduction du programme de dépenses en immobilisations.** Vu les flux de trésorerie réduits et le tarissement des marchés des capitaux d'emprunt, Suncor a réduit ses dépenses à 3 milliards \$ et reporté un certain nombre de projets d'investissement. Les coûts liés à la « mise en veilleuse » de ces projets ont totalisé environ 380 millions \$ en 2009.

**Conclusion d'une fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.** Suncor est devenue la plus importante société énergétique du Canada, selon la capitalisation boursière de l'entreprise, par suite de cette transaction qui lui fournit un certain nombre d'avantages clés :

- **Production soutenue à partir d'actifs établis dans les secteurs Côte Est du Canada et International qui appuieront la croissance de Suncor tout au long du cycle des marchandises.** La production totale provenant de ces deux secteurs s'est chiffrée en moyenne à 178 000 bep durant les cinq derniers mois de 2009.
- **Capacité de raffinage additionnelle offrant des options pour l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères.** La capacité de raffinage est passée de 178 000 barils par jour à 433 000 barils par jour. L'amélioration du rendement observée à notre raffinerie d'Edmonton nous a permis de revoir à la hausse notre capacité nominale à 443 000 barils par jour. Les ventes de produits pétroliers raffinés durant les cinq derniers mois de 2009 ont été en moyenne de 84,8 millions de litres par jour.
- **Solide couverture de la consommation de gaz naturel à nos installations nord-américaines.** La production totale de notre secteur Gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 677 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour durant les cinq derniers mois de l'exercice.
- **Possibilités de synergie.**<sup>(1)</sup> Des synergies d'exploitation d'environ 400 millions \$ sur une base

annualisée ont été déterminées. Nous nous attendons à ce que les synergies commencent à dépasser les coûts de fusion et d'intégration d'ici la fin de 2010, au moment où nous commencerons à réaliser les pleins avantages de la fusion. Nous nous attendons également à rentabiliser nos capitaux annuels d'environ 1 milliard \$ grâce à l'élimination des dépenses excédentaires et en ciblant nos budgets d'immobilisations pour des projets à moyen terme à rendement élevé.

**Fiabilité opérationnelle améliorée aux Sables pétrolifères.** La production annuelle de notre secteur Sables pétrolifères s'est chiffrée en moyenne à 290 600 barils par jour en 2009, comparativement à 228 000 barils par jour en 2008, avec une production record en novembre et des charges d'exploitation décaissées moyennes (en excluant Syncrude) de 33,95 \$ le baril en 2009, comparativement à 38,50 \$ le baril en 2008. Cependant, des incendies dans nos installations de sables pétrolifères en décembre 2009 et en février 2010 ont eu une incidence négative sur les volumes.

**Redémarrage des projets d'investissement axés sur la croissance.** En novembre, Suncor a annoncé des prévisions de dépenses en immobilisations pour 2010 qui incluent la reprise de la construction de la troisième phase de notre installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag.

**Cessions planifiées.** Dans le cadre d'un alignement stratégique de ses activités, Suncor a entrepris des démarches en vue de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels de gaz naturel, tous les actifs à Trinité-et-Tobago et certains actifs non essentiels en mer du Nord, incluant tous les actifs aux Pays-Bas. Les ventes annoncées jusqu'ici portent sur la presque totalité de nos actifs pétroliers et gaziers producteurs dans les Rocheuses américaines, des propriétés de gaz naturel non essentielles dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et la totalité des actifs à Trinité-et-Tobago. La vente dans les Rocheuses américaines a été conclue le 1<sup>er</sup> mars 2010. Les autres cessions devraient se conclure au cours du premier trimestre de 2010 sont assujetties aux conditions de clôture et aux approbations réglementaires habituelles. La Société a l'intention d'utiliser les produits des cessions planifiées, qu'elle évalue entre 2 milliards \$ et 4 milliards \$, à la réduction des niveaux d'endettement. La dette nette à la fin de l'exercice 2009 s'élevait à 13,4 milliards \$.

(1) Les estimations de synergie sont fondées sur certaines hypothèses que la direction croit actuellement raisonnables, incluant, mais sans s'y limiter, les frais d'exploitation réduits découlant des synergies de restructuration, l'avancement du calendrier des projets d'immobilisations planifiés et des produits connexes, les dépenses en immobilisations réduites liées aux actifs vendus et les flux de trésorerie provenant des actifs vendus. Se reporter à la rubrique Mise en garde – renseignements de nature prospective aux pages 65 et 66.

## PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

### Données financières annuelles

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009	2008	2007
Produits (déduction faite des redevances)	<b>25 480</b>	28 637	17 314
Bénéfice net	<b>1 146</b>	2 137	2 983
Total de l'actif	<b>69 746</b>	32 528	24 509
Dette à long terme	<b>13 880</b>	7 884	3 814
Dividendes sur actions ordinaires	<b>401</b>	180	162
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par action – de base	<b>0,96</b>	2,29	3,23
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par action – dilué	<b>0,95</b>	2,26	3,17
Dividendes en espèces par action	<b>0,30</b>	0,20	0,19

### Données sur les actions en circulation

Au 31 décembre 2009 (en milliers)

Nombre d'actions ordinaires	1 559 778
Nombre d'options sur actions ordinaires	72 024
Nombre d'options sur actions ordinaires – pouvant être exercées	42 755

### Indicateurs sectoriels

(moyenne de l'exercice)	2009	2008	2007
Pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) à Cushing – \$ US/baril	<b>61,80</b>	99,65	72,30
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe – \$ US/baril	<b>61,50</b>	97,00	72,50
Écart de prix FAB Brent daté/Maya – \$ US/baril	<b>5,00</b>	13,15	12,65
Pétrole brut de référence canadien 0,3 % à Edmonton – \$ CA/baril à Edmonton	<b>65,80</b>	103,05	76,65
Écart de prix Edmonton Light/Western Canadian Select – \$ CA/baril	<b>6,65</b>	19,90	24,05
Écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, WTI à Cushing moins Western Canadian Select à Hardisty – \$ US/baril	<b>9,70</b>	20,10	22,25
Gaz naturel au carrefour Henry – \$ US/kpi <sup>3</sup>	<b>4,00</b>	8,95	6,90
Gaz naturel (prix au comptant en Alberta) au carrefour AEEO – \$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>4,15</b>	8,15	6,60
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York <sup>(1)</sup> – \$ US/baril	<b>7,80</b>	9,10	13,70
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago <sup>(1)</sup> – \$ US/baril	<b>7,75</b>	10,40	16,85
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle <sup>(1)</sup> – \$ US/baril	<b>11,40</b>	11,80	19,55
Marge de craquage 3-2-1 sur la côte du golfe du Mexique <sup>(1)</sup> – \$ US/baril	<b>7,10</b>	9,45	13,30
Taux de change : \$ US/\$ CA	<b>0,88</b>	0,94	0,93

(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.

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor Énergie Inc. a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Les montants pour la période terminée le 31 décembre 2009 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1<sup>er</sup> août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1<sup>er</sup> janvier au 31 juillet 2009. Les chiffres correspondants reflètent seulement les résultats de 2008 et de 2007 de l'ancienne société Suncor. Pour plus de renseignements sur la transaction de fusion, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés vérifiés au 31 décembre 2009.

## ANALYSE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

L'analyse qui suit fournit une vue d'ensemble de nos résultats financiers consolidés de 2009, comparativement à 2008. Pour de l'information plus détaillée, se reporter aux analyses propres aux différents secteurs d'activité.

### Bénéfice net

Le bénéfice net de la Société s'est élevé à 1,146 milliard \$ en 2009, comparativement à 2,137 milliards \$ en 2008 (2,983 milliards \$ en 2007). Ce recul du bénéfice s'explique surtout par les prix réalisés plus faibles, qui ont reflété les prix de référence moyens des marchandises considérablement plus bas en 2009 qu'en 2008, les pertes liées aux instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques comparativement à des gains à ce chapitre au cours de l'exercice précédent, et les coûts engagés pour mettre certains projets de croissance en veilleuse en raison des conditions du marché au début de l'exercice.

Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production accrue de nos installations de sables pétrolifères existantes par suite d'une performance opérationnelle améliorée, les volumes de production d'amont et de ventes de produits pétroliers raffinés accrues découlant de la fusion avec Petro-Canada, les gains de change non réalisés sur la dette à long terme libellée en dollars américains en raison du dollar canadien plus fort et un gain résultant du règlement présumé du contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada au moment de la clôture de la fusion (se reporter à la note 2(e) des états financiers consolidés vérifiés au 31 décembre 2009).

Les **produits** ont atteint 25,480 milliards \$ en 2009, contre 28,637 milliards \$ en 2008 (17,314 milliards \$ en 2007). La diminution tient principalement aux facteurs suivants :

- Les produits d'exploitation ont été touchés négativement par les prix de référence considérablement plus faibles en 2009. En outre, des pertes sur les instruments dérivés liés au prix des marchandises que nous avons entrepris lorsque les prix des marchandises ont atteint un creux au début de 2009, ont également

eu une incidence négative sur les produits d'exploitation à mesure que les prix se sont raffermis plus tard au cours de l'exercice.

- Les redevances ont augmenté pour atteindre 1,199 milliard \$ en 2009, par rapport à 890 millions \$ en 2008, surtout en raison des redevances payées sur la production additionnelle découlant de la fusion avec Petro-Canada et de la production accrue des installations de sables pétrolifères de l'ancienne société Suncor. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les prix plus faibles des marchandises. Pour une discussion sur les redevances versées à la Couronne, se reporter aux pages 19 à 22.
- Les produits de négociation de l'énergie ont diminué pour atteindre 7,577 milliards \$ en 2009, contre 11,320 milliards \$ en 2008. Les produits de négociation moins élevés sont attribuables en partie aux prix plus faibles des marchandises. De plus, après la fusion avec Petro-Canada, nous avons déterminé que certains contrats d'échange de marchandises physiques dépassaient les besoins prévus de la Société, qu'il s'agisse de l'achat, de la vente ou de l'utilisation de marchandises et avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> octobre 2009, les pertes et les gains sur ces contrats sont présentés sur une base nette. Si nous avions continué de présenter les montants sur une base brute, les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation d'énergie se seraient élevés à environ 2 milliards \$ de plus en 2009.

Ces diminutions ont été contrebalancées en partie par les facteurs suivants :

- La production d'amont totale et les volumes de vente ont été plus élevés en 2009, surtout en raison de la fusion avec Petro-Canada et de la fiabilité améliorée des installations de sables pétrolifères de l'ancienne société Suncor. Après la conclusion de la fusion avec Petro-Canada, la production d'amont totale de Suncor durant les cinq derniers mois de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 635 200 bep par jour. La production d'amont tirée des installations de sables pétrolifères et de gaz naturel de l'ancienne société Suncor s'est élevée en moyenne à 325 600 bep par jour en 2009, contre 264 700 bep par jour en 2008.
- Les autres produits ont inclus un gain de 438 millions \$ lié au règlement effectif d'un contrat de traitement de bitume préexistant avec Petro-Canada. Pour plus d'information sur cet élément non récurrent, se reporter à la note 2(e) des états financiers consolidés à la page 86.
- Les prix réalisés accrus pour les ventes de notre mélange de brut de sables pétrolifères peu sulfureux et de notre

produit diesel, par rapport au prix du WTI, ont eu une incidence positive sur nos produits d'exploitation.

**Le coût des achats de pétrole brut et de produits de pétrole brut** a été de 7,383 milliards \$ en 2009, comparativement à 7,582 milliards \$ en 2008 (6,414 milliards \$ en 2007). La diminution a reflété principalement les facteurs suivants :

- Les prix de référence plus faibles du pétrole brut. C'est ce facteur qui a eu la plus grande incidence sur nos achats de produits dans le secteur Raffinage et commercialisation, le prix moyen du WTI ayant été inférieur d'environ 38 % au prix moyen de 2008.
- Les achats moins importants de produits à des tiers dans notre secteur Sables pétrolifères, surtout en raison d'une diminution du nombre d'arrêts planifiés et non planifiés, les résultats de 2008 ayant reflété des achats accrus de combustible diesel et de bitume pour respecter les engagements envers les clients. De plus, en 2008, Suncor a acheté des volumes plus importants de produits à des tiers en vue de les valoriser aux installations de Suncor.

Ces diminutions ont été contrebalancées en partie par le facteur suivant :

- Les achats accrus de notre secteur Raffinage et commercialisation en raison de l'ajout d'actifs de raffinage découlant de la fusion avec Petro-Canada.

**Les charges d'exploitation, les frais de vente et les frais généraux** se sont élevés à 6,641 milliards \$ en 2009, contre 4,186 milliards \$ en 2008 (3,450 milliards \$ en 2007). Les principales raisons de l'augmentation sont les suivantes :

- L'ajout des activités de Petro-Canada et des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux connexes; et les volumes de production et de ventes accrus liés aux activités de l'ancienne société Suncor.
- Les dépenses de maintenance planifiées plus importantes à nos installations de sables pétrolifères, en raison de la mise en œuvre d'initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle.
- Les coûts engagés pour la mise en veilleuse de nos projets de croissance en raison des révisions apportées par la Société à son budget d'investissement de 2009, compte tenu des conditions du marché au début de l'exercice.
- Les coûts non récurrents liés à certaines activités de fusion et d'intégration.

Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par le facteur suivant :

- Les coûts moindres de l'énergie utilisée comme intrant, surtout en raison des prix considérablement plus bas du gaz naturel. Le prix de référence moyen au carrefour AECO en 2009 a chuté de près de 50 % par rapport au prix moyen de 2008.

Les **frais de transport** se sont élevés à 427 millions \$ en 2009, contre 246 millions \$ en 2008 (160 millions \$ en 2007). La hausse des frais de transport a été attribuable principalement aux volumes de production et de ventes additionnels découlant de la fusion avec Petro-Canada.

La **charge d'amortissement et d'épuisement** a été de 2,306 milliards \$ en 2009, comparativement à 1,049 milliard \$ en 2008 (864 millions \$ en 2007). L'augmentation a reflété principalement l'ajout d'actifs découlant de la fusion.

Les **produits de financement** ont été de 487 millions \$ en 2009, contre des frais de 917 millions \$ en 2008 (produits de 211 millions \$ en 2007). La diminution des frais de financement a surtout reflété des gains de change sur notre dette à long terme libellée en dollars américains en 2009, comparativement à des pertes en 2008. La diminution a été contrebalancée en partie par la dette additionnelle acquise dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada et de la non-capitalisation d'intérêts débiteurs en 2009, car un certain nombre de projets de croissance étaient en veilleuse durant la période.

La **charge d'impôts sur les bénéfices** s'est élevée à 143 millions \$ en 2009 (taux d'imposition effectif de 11 %), comparativement à 995 millions \$ en 2008 (taux d'imposition effectif de 32 %) et à 566 millions \$ en 2007 (taux d'imposition effectif de 16 %). Le taux d'imposition effectif plus bas en 2009 comparativement à 2008 s'explique surtout par le fait que les gains de change sur notre dette à long terme libellée en dollars américains ont été imposés à un taux d'imposition des gains en capital plus bas, qu'aucun impôt n'a été prélevé sur le gain au règlement effectif du contrat existant avec Petro-Canada et que des rapprochements relatifs aux déclarations soumises ont été effectués.

### **Flux de trésorerie liés à l'exploitation**

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 2,799 milliards \$ en 2009, contre 4,057 milliards \$ en 2008 (4,037 milliards \$ en 2007). La diminution des flux de trésorerie liés à l'exploitation a été due principalement aux mêmes facteurs que ceux ayant touché le bénéfice. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont une mesure non prescrite par les PCGR que la Société utilise pour évaluer le rendement d'exploitation. Se reporter aux



pages 63 et 64 pour une discussion des mesures financières non définies par les PCGR.

## Dividendes

Les dividendes versés au cours de 2009 ont totalisé 0,30 \$ par action, contre 0,20 \$ par action en 2008 (0,19 \$ par

action en 2007). Le Conseil d'administration de Suncor revoit périodiquement sa politique en matière de dividendes, en tenant compte du profil d'investissement de la Société, de sa situation financière, de ses besoins de financement, de ses flux de trésorerie et d'autres facteurs pertinents.

## Données financières trimestrielles

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009 Trimestres terminés les				2008 Trimestres terminés les			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Produits (déduction faite des redevances)	7 636	8 443	4 768	4 633	6 952	8 507	7 640	5 539
Bénéfice net (perte nette)	457	929	(51)	(189)	(215)	815	829	708
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par action								
De base	0,29	0,69	(0,06)	(0,20)	(0,24)	0,87	0,89	0,77
Dilué	0,29	0,68	(0,06)	(0,20)	(0,24)	0,86	0,87	0,75

Les variations du bénéfice net trimestriel (de la perte nette trimestrielle) au cours de 2009 et de 2008 sont dues à un certain nombre de facteurs :

- La production d'amont et les volumes de ventes de produits pétroliers additionnels résultant de la fusion avec Petro-Canada qui ont influé sur le bénéfice au troisième et au quatrième trimestres de 2009.
- Les fluctuations des prix de référence des marchandises tout au long de 2009 et de 2008. Le prix moyen du WTI a été de 61,80 \$ US le baril en 2009, contre 99,65 \$ US le baril en 2008, tandis que le prix du gaz naturel au carrefour AECO a été en moyenne de 4,15 \$ CA/kpi<sup>3</sup> en 2009, contre 8,15 \$ CA/kpi<sup>3</sup> en 2008.
- La production des sables pétrolifères et les volumes de ventes ont diminué au cours des périodes de maintenance planifiées et non planifiées.
- Les fluctuations des charges d'exploitation décaissées, en raison des variations des niveaux de production du secteur Sables pétrolifères, du moment et de l'importance des activités de maintenance, ainsi que des fluctuations du prix et du volume de gaz naturel consommé comme énergie dans les activités des Sables pétrolifères.
- Les fluctuations des taux de change, dont l'incidence sur les prix réalisés des marchandises vendues en dollars américains a touché les produits obtenus en dollars canadiens. Les fluctuations des taux de change ont également entraîné des gains ou des pertes non réalisés sur notre dette à long terme libellée en dollars américains.
- Les fluctuations des redevances à la Couronne par suite des variations des prix des marchandises, des variations des niveaux de production, de l'importance des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation et du moment où ceux-ci sont engagés.
- Les fluctuations des prix des produits raffinés en fonction de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale et des variations saisonnières de la demande.
- La fiabilité améliorée des raffineries de l'ancienne société Suncor, qui s'est traduite par une augmentation des ventes et des marges dans le cas des produits raffinés.

Pour une analyse plus approfondie des résultats trimestriels, se reporter aux rapports trimestriels aux actionnaires de Suncor disponibles sur notre site Web.

## Bénéfice d'exploitation

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

rendement d'exploitation. Se reporter à la page 63 pour une description des mesures financières non définies par les PCGR.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, après impôts)	2009	2008	2007
Bénéfice net présenté	<b>1 146</b>	2 137	2 983
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques	<b>499</b>	(372)	—
(Gain) perte de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(798)</b>	852	(215)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>124</b>	(107)	35
Frais de démarrage de projets	<b>40</b>	24	49
Incidence de l'ajustement de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs <sup>(1)</sup>	<b>4</b>	—	(427)
Coûts liés au report de projets de croissance	<b>300</b>	—	—
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada <sup>(2)</sup>	<b>(438)</b>	—	—
Incidence de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur <sup>(3)</sup>	<b>97</b>	—	—
Coûts de fusion et d'intégration	<b>151</b>	—	—
Pertes et ajustements liés à des cessions importantes <sup>(4)</sup>	<b>81</b>	—	—
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>1 206</b>	2 534	2 425

- (1) Au troisième trimestre de 2009, une répartition provinciale révisée aux fins de l'impôt sur les bénéfices, par suite de la fusion avec Petro-Canada, a entraîné une hausse de 152 millions \$ des passifs d'impôts futurs. Cette augmentation a été contrebalancée en partie, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, par une diminution du taux d'imposition de l'Ontario au quatrième trimestre de 2009, qui a entraîné une diminution de 148 millions \$ des passifs d'impôts futurs. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés.
- (2) Incidence de la valeur de règlement présumée affectée au contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada au moment de la conclusion de la fusion. Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés.
- (3) Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion ont été vendus durant le troisième trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative non récurrente sur le bénéfice.
- (4) Inclut une perte constatée au moment de la cession au gouvernement provincial de l'Alberta d'un carrefour autoroutier construit par Suncor, ainsi que des ajustements apportés à la juste valeur d'actifs acquis dans le cadre de la fusion.

Le bénéfice d'exploitation a atteint 1,206 milliard \$ en 2009, contre 2,534 milliards \$ en 2008 (2,425 milliards \$ en 2007). La diminution du bénéfice d'exploitation est attribuable principalement aux prix réalisés plus faibles ayant reflété les prix de référence moyens des marchandises considérablement plus bas en 2009 comparativement à 2008. En outre, nous avons réalisé des pertes sur nos contrats dérivés utilisés aux fins de gestion de risques, les prix de règlement ayant été plus bas que les prix de marché durant les derniers mois de 2009 qui ont vu les prix des marchandises s'améliorer. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production d'amont et les volumes de ventes de produits raffinés accrus découlant de la fusion avec Petro-Canada, ainsi que par la performance opérationnelle améliorée de nos actifs existants des Sables pétroliers.

## LIQUIDITÉ ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les sources de financement de la Société incluent surtout les flux de trésorerie liés à l'exploitation et les lignes de crédit disponibles. Par suite de la fusion avec Petro-Canada, nous avons ajouté des facilités de crédit inutilisées d'environ 4,2 milliards \$ et une trésorerie de 415 millions \$.

Nous croyons que nous disposerons des sources de financement nécessaires pour financer notre programme de dépenses en immobilisations planifié et satisfaire nos exigences courantes en matière de fonds de roulement

grâce à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation et à nos facilités de crédit engagées, en supposant que nos prévisions de production actuelles et nos autres hypothèses relatives au plan commercial sont respectées. Le niveau de nos flux de trésorerie liés à l'exploitation dépend de multiples facteurs, dont les prix des marchandises, les niveaux de production et les volumes de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, les impôts, les redevances et les cours du change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, nous croyons que nous pourrions obtenir du financement additionnel aux conditions et aux taux courants sur les marchés des capitaux d'emprunt. Le niveau de nos dépenses est susceptible de varier en raison de facteurs comme les approbations internes et réglementaires et la disponibilité des capitaux. Se reporter à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement à la page 43 pour prendre connaissance d'autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur notre capacité de financer nos exigences en capital.

En vue de réduire de façon importante ses niveaux d'endettement par rapport aux niveaux actuels en 2010, la Société a l'intention d'utiliser le produit du programme de désinvestissement annoncé. Le produit prévu de 2 milliards \$ à 4 milliards \$ servira à rembourser la dette à mesure que les transactions seront conclues, sous réserve des facteurs financiers et opérationnels énoncés précédemment, étant donné que les flux de trésorerie



générés à l'interne serviront à financer notre programme d'investissement.

### Activités de financement

La gestion de nos niveaux d'endettement demeure une priorité compte tenu des plans de croissance à long terme. Nous estimons qu'une approche progressive et flexible de nos projets de croissance actuels et futurs devrait nous aider à maintenir notre capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Au 31 décembre 2009, notre dette nette (dette à court terme plus tranche à court terme de la dette à long terme plus dette à long terme, moins trésorerie et équivalents) se situait à 13,377 milliards \$, comparativement à 7,226 milliards \$ au 31 décembre 2008. L'augmentation des niveaux d'endettement tient principalement à la dette acquise par suite de la fusion avec Petro-Canada, en plus d'une augmentation des facilités de crédit tirées qui ont servi à soutenir notre programme de dépenses en capital. La fusion a aussi occasionné une hausse importante de notre ratio de la dette nette sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation, étant donné que le calcul inclut seulement cinq mois de flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités de l'ancienne société Petro-Canada.

Les intérêts débiteurs sur la dette continuent d'être influencés par la composition de notre portefeuille d'emprunts et nous bénéficions actuellement de taux d'intérêts variables à court terme qui demeurent à des niveaux bas comparativement aux taux à court terme historiques. Pour gérer notre exposition aux taux fixes par rapport aux taux variables, nous avons conclu des swaps de taux d'intérêt avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité élevée. Au 31 décembre 2009, la Société avait des swaps de taux d'intérêt fixes en taux variables d'un montant de 200 millions \$ (200 millions \$ au 31 décembre 2008).

Durant le quatrième trimestre de 2009, nous avons réduit notre facilité de crédit bilatérale engagée, qui est passée de 855 millions \$ à 61 millions \$, réduit nos facilités de crédit bilatérales à vue canadiennes, qui sont passées de 588 millions \$ à 413 millions \$, et augmenté le montant de notre programme de papier commercial, qui est passé de 1,5 milliard \$ à 2,5 milliards \$. Les lignes de crédit inutilisées au 31 décembre 2009 totalisaient 4,208 milliards \$.

En excluant la trésorerie et ses équivalents, la dette à court terme, la tranche à court terme de la dette à long terme et les impôts futurs, Suncor avait un fonds de roulement déficitaire de 309 millions \$ au 31 décembre 2009, contre

un fonds de roulement déficitaire de 851 millions \$ au 31 décembre 2008. Le déficit réduit s'explique principalement par l'augmentation des niveaux de stocks par suite de la fusion avec Petro-Canada.

Nous sommes assujettis à des clauses restrictives financières et d'exploitation concernant nos emprunts obligataires et bancaires. L'omission de nous conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces créances.

Nous nous conformons à nos clauses restrictives financières, selon lesquelles la dette consolidée ne peut dépasser 60 % de notre capitalisation totale. Au 31 décembre 2009, le ratio de la dette consolidée sur la capitalisation totale de la Société était de 28,9 % (la dette consolidée correspond à la somme de la dette à court terme, de la tranche à court terme de la dette à long terme et de la dette à long terme, tandis que la capitalisation totale correspond à la somme de la dette consolidée et des capitaux propres). Nous nous conformons aussi actuellement à toutes les clauses restrictives en matière d'exploitation. En outre, un nombre limité de nos conventions relatives à des instruments financiers dérivés comporte des dispositions liées aux cotes de crédit qui peuvent donner lieu au règlement des opérations en cours dans l'éventualité où nos cotes de crédit tomberaient au-dessous de la cote attribuée aux placements de qualité.

Toutes nos cotes de crédit se situent actuellement à des niveaux correspondant à des placements de qualité. Les titres d'emprunt à long terme de Suncor sont actuellement cotés BBB+ avec perspectives stables selon Standard & Poor's (« S&P »); A (bas) avec tendance stable selon Dominion Bond Rating Service (« DBRS »); et Baa2 avec des perspectives stables selon Moody's Investors Service. Les cotes de crédit actuellement attribuées au papier commercial de Suncor sont d'A-1 (bas) selon S&P et de R-1 (bas) selon DBRS.

Les paragraphes précédents contiennent des renseignements prospectifs sur notre liquidité et nos sources de financement fondés sur les facteurs et les hypothèses dont il question ci-dessus et à la page 23. Les utilisateurs de cette information sont avisés que notre liquidité et nos sources de financement réelles peuvent différer sensiblement de nos attentes. Se reporter à la rubrique Mise en garde – renseignements de nature prospective aux pages 65 et 66.

## Total des obligations contractuelles

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs. Ces obligations se rapportent à des contrats et à d'autres engagements connus et non résiliables.

(en millions de dollars)	Total	Paiements exigibles par période			Par la suite
		2010	2011-2012 (au total)	2013-2014 (au total)	
Emprunts à terme fixe et emprunt renouvelable <sup>(1)</sup>	13 586	3 244	500	742	9 100
Versements d'intérêt sur les emprunts à terme fixe	12 197	651	1 255	1 219	9 072
Contrats de location-acquisition	711	35	68	72	536
Avantages sociaux futurs <sup>(2)</sup>	1 976	154	338	380	1 104
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <sup>(3)</sup>	8 280	318	468	352	7 142
Contrats de location-exploitation, transport par pipeline, services énergétiques et contrats de livraison <sup>(4)</sup>	12 724	1 090	1 787	1 550	8 297
Autres obligations à long terme <sup>(5)</sup>	1 146	382	568	139	57
<b>Total</b>	<b>50 620</b>	<b>5 874</b>	<b>4 984</b>	<b>4 454</b>	<b>35 308</b>

Outre les obligations exécutoires et juridiquement contraignantes qui sont quantifiées dans le tableau ci-dessus, nous avons d'autres obligations en matière de produits et de services et de matières premières que nous avons assumées dans le cours normal de nos activités et que nous pouvons résilier moyennant un bref préavis. Les obligations d'achat de marchandises pour lesquelles il existe un marché actif et fortement liquide et qui sont destinées à la revente peu après l'achat sont un exemple des éléments exclus.

- (1) Comprend des emprunts de 8,075 milliards \$ libellés en dollars américains et de 1,800 milliard \$ libellés en dollars canadiens, remboursables à notre gré. Les échéances s'échelonnent de 2011 à 2039. Les taux d'intérêt varient entre 4,00 % et 9,25 %. Nous avons conclu des opérations de swaps de taux d'intérêt qui viennent à échéance en 2011 et qui ont donné lieu, en 2009, à un taux d'intérêt effectif moyen de 1,97 % sur 200 millions \$ de nos billets à moyen terme. Un emprunt renouvelable totalisant environ 3,244 milliards \$ à un taux d'intérêt effectif de 0,74 % était émis et en cours au 31 décembre 2009.
- (2) Représente la capitalisation non actualisée prévue des régimes de retraite de la Société ainsi que le versement des prestations aux retraités au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite.
- (3) Représente le montant non actualisé prévu des obligations juridiques liées à la remise en état des lieux au moment de la mise hors service d'immobilisations à durée déterminée.
- (4) Inclut les droits annuels payables aux termes de contrats de services de transport conclus avec de grandes sociétés de pipelines, en vue d'utiliser une portion de leur capacité de transport par pipelines et de stockage, selon le cas, pour le transport de produits au Canada et aux États-Unis. De plus, inclut les engagements en vertu de conventions énergétiques à long terme pour obtenir une partie de l'électricité et de la vapeur générées par certaines installations de cogénération appartenant à une importante société d'énergie et les obligations associées au remboursement de BG Gas Marketing pour des quantités de gaz liées au contrat de vente de liquides de gaz naturel à Trinité.
- (5) Comprend la prime de signature des contrats d'exploration et de partage de la production (CEPP) en Libye et l'obligation d'achat liée à Fort Hills. Se reporter à la note 16 des états financiers consolidés.

## État des grands projets d'investissement

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

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

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

Syrie, dont l'entrée en production est prévue au deuxième trimestre de 2010.

Les dépenses en immobilisations et l'échéancier pour les autres projets du portefeuille de croissance de Suncor sont en cours d'évaluation et nous devrions en faire état au quatrième trimestre de 2010.

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration de 4,2 milliards \$ en 2009, contre 8,0 milliards \$ en 2008 (5,6 milliards \$ en 2007). Un sommaire du progrès de nos projets importants actuellement en construction pour appuyer à la fois notre croissance et nos besoins courants est fourni ci-dessous. Tous les projets énumérés ci-dessous ont obtenu l'approbation du Conseil d'administration. Les estimations et dates d'achèvement cibles n'incluent pas l'étape de mise en service et de démarrage des installations.

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

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

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

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

(3) En raison des pénuries de main-d'œuvre et de l'escalade des coûts, l'estimation des coûts a été révisée à 850 millions \$ +4 %/- 4 % (préalablement 650 millions \$ +10 %/- 10 %).

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

Les paragraphes et le tableau précédents comportent des renseignements prospectifs et les utilisateurs de tels renseignements sont avisés que l'échéancier réel, le montant final des dépenses en immobilisations et les résultats escomptés, y compris les dates d'achèvement cibles, pour chacun de ces projets peuvent se révéler sensiblement différents des estimations figurant dans le tableau. Pour obtenir une liste des facteurs de risque importants qui pourraient faire en sorte que l'échéancier réel, le montant final des dépenses en immobilisations et les résultats escomptés diffèrent de façon importante des estimations présentées dans le tableau précédent, se reporter à la page 23. Pour plus de renseignements sur les risques, les incertitudes et les autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats soient différents des estimations, se reporter aux pages 65 et 66.

Les facteurs importants utilisés pour étayer les dates d'achèvement cibles et les estimations de coûts sont les suivants : l'état courant des immobilisations projetées, l'état courant des phases d'approvisionnement, de conception et d'ingénierie du projet, les rapports d'étape fournis par les tierces parties chargées de livrer 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.

### Garanties, entités à détenteurs de droits variables et arrangements hors bilan

La note d'orientation concernant la comptabilité 15 (NOC-15) de l'ICCA, intitulée *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, fournit des critères de définition des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) et d'autres critères pour déterminer quelle entité, le cas échéant, devrait les consolider. Les entités dans lesquelles les investissements en instruments de capitaux propres n'ont pas les caractéristiques d'une participation financière conférant le contrôle, ou ne sont pas suffisants pour que l'entité finance ses activités sans soutien financier subordonné additionnel, doivent être consolidées par une société si cette société est considérée comme le principal bénéficiaire. Le principal bénéficiaire est la partie qui assume la plus grande partie du risque de perte lié aux

activités de l'EDDV ou a le droit de recevoir la plus grande partie des rendements résiduels de l'EDDV, ou les deux. La Société a déterminé que certains contrats de concessionnaire des ventes au détail et de distributeur-grossiste constitueraient des EDDV, bien que la Société n'ait aucune participation dans ces entités. La Société, toutefois, n'est pas le principal bénéficiaire et, par conséquent, la consolidation n'est pas exigée. Dans le cas de certains de ces contrats de concessionnaire des ventes au détail, la Société a fourni des garanties de prêts. La direction estime que l'exposition maximale de la Société à des pertes découlant de ces contrats ne serait pas significative.

La Société a accepté d'indemniser les porteurs de tous les billets et de toutes les débetures non garanties, de même que les prêteurs accordant les facilités de crédit de la Société (se reporter à la note 17 des états financiers consolidés) contre les coûts additionnels liés aux impôts et taxes, aux prélèvements ou aux autres frais ou conditions gouvernementaux, y compris toutes les retenues à la source exigées. Des conditions d'indemnisation s'appliquent aussi à certains baux visant des installations ou du matériel.

Il n'y a aucune limite au montant maximal payable en vertu des conventions d'indemnisation décrites ci-haut. La Société est incapable de déterminer le montant maximal pouvant être exigible car la réglementation et la législation gouvernementales sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Aux termes de ces conventions, Suncor a l'option de racheter ou de résilier ces contrats si des coûts additionnels sont engagés.

## REDEVANCES

### Redevances à la Couronne versées par le secteur Sables pétrolifères

Sous le régime général de redevances sur les sables pétrolifères de la province de l'Alberta en vigueur jusqu'au 31 décembre 2008 (le « régime général de 1997 »), des redevances à la Couronne de l'Alberta visant chaque projet lié aux sables pétrolifères étaient payables à un taux correspondant à 25 % de la différence entre les produits bruts annuels du projet déduction faite des coûts de transport admissibles connexes (P), et les coûts admissibles (C) y compris les dépenses en immobilisations admissibles (la redevance  $P-C$ ), sous réserve d'un versement minimal correspondant à 1 % des produits si les coûts admissibles devaient dépasser les produits, tel que calculé selon la formule de la redevance  $P-C$ . Le gouvernement de l'Alberta a classé les activités courantes de Suncor liées aux sables pétrolifères comme deux « projets » distincts aux fins des redevances.

Les redevances visant notre projet *in situ* Firebag ont relevé du régime général de 1997 jusqu'à la fin de 2008 et étaient évaluées en fonction de la valeur du bitume. En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a mis en vigueur le nouveau cadre de redevances qui a fait passer les taux de redevances du régime général de 1997 à un régime à échelle mobile prévoyant une redevance de 25 % à 40 % de  $P-C$ , sous réserve d'une redevance minimale de 1 % à 9 % de P, selon le cours du pétrole. Dans les deux cas, la redevance à échelle mobile augmente parallèlement à la hausse du cours du WTI, passant du taux minimum lorsque le cours du baril de WTI est de 55 \$ CA au taux maximum lorsque le cours atteint 120 \$ CA.

Le projet *in situ* MacKay River a été acquis dans le cadre de la fusion de Suncor et de Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009. La production de MacKay River est également assujettie à des redevances basées sur le nouveau cadre de redevances.

Les redevances visant nos activités d'exploitation minière de sables pétrolifères de base et les activités de valorisation associées sont modifiées par des conventions avec la Couronne et sont évaluées selon le calcul de  $P-C$ , sous réserve d'une redevance minimale comme suit :

- Redevances calculées en fonction de la valeur des produits traités jusqu'au 31 décembre 2008, au taux de 25 % de  $P-C$ , sous réserve de la redevance minimale correspondant à 1 % de P.
- À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009, une redevance fondée sur le bitume s'applique, du fait que Suncor a exercé son option de conversion au régime général de 1997. Les taux de redevances ont été de 25 % de  $P-C$ , sous réserve de la redevance minimale de 1 % de P, mais ont été appliqués à une valeur révisée de  $P-C$ , la valeur P étant fondée sur le bitume et la valeur C excluant la quasi-totalité des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations connexes pour le traitement.
- Du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 31 décembre 2015, conformément à la convention de modification des redevances (CMR) que la Société a conclue avec le gouvernement de l'Alberta en janvier 2008, les taux du nouveau cadre de redevances décrit ci-dessus s'appliqueront à la redevance fondée sur le bitume qui touche les niveaux actuels de production, sous réserve d'un plafond de 30 % de  $P-C$  et d'une redevance minimale de 1 % à 1,2 % de P. De plus, la CMR de Suncor précise certains points, notamment la méthode d'évaluation du bitume, les coûts admissibles, les redevances en nature et certaines taxes.

Pour l'exercice 2016 et les exercices subséquents, les taux de redevances pour l'ensemble des activités liées aux sables pétrolifères de la Société correspondront aux taux

prescrits du nouveau cadre de redevances, sauf si ce dernier est modifié ou remplacé dans l'intervalle.

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

Prix du WTI — \$ US/baril	60	80	100
Prix au comptant du gaz naturel en Alberta – \$ CA/kpi <sup>3</sup> au carrefour AECO	5,75	7,50	9,50
Écart de prix léger/lourd, WTI à Cushing moins Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique – \$ US/baril	7,25	9,75	12,00
Écart de prix, Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique moins Western Canadian Select à Hardisty, en Alberta – \$ US/baril	4,50	6,00	7,50
Taux de change \$ US/\$ CA	0,85	0,97	1,00
<b>Redevances à la Couronne (en fonction du pourcentage du total des produits bruts du secteur Sables pétrolifères, à l'exclusion de Syncrude)</b>			
(en pourcentage) <sup>(1)</sup>			
<b>2010-2013</b>	4-6	9-11	12-14

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

Le tableau qui précède comprend des énoncés prospectifs. Les utilisateurs de cette information sont avisés que les taux réels des redevances à la Couronne peuvent être différents des fourchettes présentées dans le tableau. Ces fourchettes de taux de redevances ont été calculées en fonction des hypothèses suivantes : conventions en vigueur avec le gouvernement de l'Alberta, taux de redevances et autres changements mis en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009 par le gouvernement de l'Alberta, prévisions courantes en matière de production, de dépenses en immobilisations et de coûts d'exploitation et estimations des prix des marchandises et des taux de change à terme 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<sup>er</sup> janvier 2009, le gouvernement de l'Alberta a adopté une nouvelle réglementation (ministérielle) concernant la méthode d'évaluation du bitume, au moment de la mise en œuvre du nouveau cadre de redevances. Cette réglementation temporaire détermine la méthode d'évaluation du bitume pour 2009 et 2010. La réglementation finale en cours d'élaboration par la Couronne établira la méthode d'évaluation du bitume pour les années subséquentes. Pour les activités minières de Suncor, la méthode d'évaluation du bitume est fondée sur l'interprétation faite par la Société des modalités de la CMR de Suncor, qui de l'avis de la Société impose certaines limites à la méthode d'évaluation du bitume temporaire récemment mise en vigueur. Pour l'exercice 2009, Suncor a soumis un avis de non-conformité à la

Couronne, 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 nos activités minières 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<sup>er</sup> janvier 2009. Les règles relatives à certains coûts admissibles doivent encore 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 redevances, se reporter à la notice annuelle de Suncor datée du 5 mars 2010.

### Redevances de Syncrude

L'installation de sables pétrolifères Syncrude est également assujettie au nouveau cadre de redevances ayant été mis en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et a signé une convention de modification des redevances avec la Couronne. Syncrude a également soumis un avis de non-conformité à la Couronne en ce qui concerne l'évaluation du bitume aux fins des redevances. Le montant de l'ajustement au titre des redevances, attribuable à la quote-part de Suncor dans Syncrude, n'est pas important.

### Redevances à la Couronne visant le gaz naturel en Alberta

En 2008, les taux de redevances visant la production de gaz naturel en Alberta étaient plafonnés à 30 % pour le

gaz découvert en 1974 ou par la suite et à 35 % pour le gaz découvert avant 1974. Ces taux pouvaient diminuer i) si les prix du gaz baissaient à moins de 3,70 \$ le gigajoule (3,89 \$ le kpi<sup>3</sup>), ii) si un puits de gaz était admissible, en raison de sa profondeur, à une exemption temporaire du versement de redevances ou iii) si un puits était considéré comme peu productif. Le nouveau cadre de redevances, en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009, propose une échelle mobile dont les taux sont établis en fonction du taux de production, la profondeur du puits et le prix du marché du gaz naturel, jusqu'à concurrence d'un taux maximal de 50 %. Le nouveau cadre offre un certain allègement, aux termes du programme de forage en profondeur de gaz naturel, pour les puits forés à plus de 2 500 mètres de profondeur verticale réelle, compte tenu de la profondeur totale et selon qu'il s'agisse d'un puits d'exploration ou de mise en valeur. Le 19 novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le programme de redevances transitoire offert pour les puits de 1 000 mètres à 3 500 mètres de profondeur mesurée. Les sociétés peuvent choisir de soumettre leurs puits admissibles au programme de redevances transitoire et plafonner leurs redevances maximales à 30 %, mais ces puits ne pourront pas bénéficier également de l'allègement aux termes du programme de forage en profondeur de gaz naturel. Le programme de redevances transitoire est offert de 2009 à 2013 inclusivement. Après le 1<sup>er</sup> janvier 2014, tous les puits seront assujettis au nouveau cadre de redevances.

### Redevances du secteur Côte Est du Canada

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

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

Le tableau ci-dessus contient des renseignements prospectifs et les utilisateurs de cette information sont avisés 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 Terre-Neuve-et-Labrador, prévisions courantes en matière de production, de dépenses en immobilisations et de coûts d'exploitation, et estimations

des prix des marchandises et des taux de change à terme telles qu'elles figurent dans le tableau.

Les facteurs de risque importants 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 lié aux sables pétrolifères; 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 payer à la Couronne.

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES DÉCAISSÉS

Nous estimons que nos impôts sur les bénéfices décaissés seront de l'ordre de 800 millions \$ à 900 millions \$ en 2010. Les impôts sur les bénéfices décaissés sont sensibles, entre autres, à la volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi qu'au moment où les dépenses en immobilisations sont déduites aux fins de l'impôt. Notre estimation se fonde sur les hypothèses suivantes : prévision actuelle de la production, des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation et prix des marchandises et taux de change présentés aux pages 20 et 21, en supposant que le régime fiscal actuel ne sera pas modifié. Nos prévisions touchant les impôts sur les bénéfices décaissés constituent une déclaration prospective et les utilisateurs de cette information sont avisés que le montant réel des impôts sur les bénéfices décaissés peut être sensiblement différent de ces prévisions.

## INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Nous concluons périodiquement des contrats dérivés, par exemple des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro, pour nous prémunir contre les variations des cours du marché par suite des variations des indices sous-jacents. Nous avons aussi recours à des dérivés énergétiques de nature physique ou financière pour gagner des produits de négociation.

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

Pour estimer la juste valeur des instruments financiers, la Société se base sur les cours du marché lorsqu'ils sont

disponibles ou sur des modèles qui utilisent des données de marché observables. En plus des renseignements sur les marchés, la Société incorpore des renseignements propres à la transaction que les participants sur le marché utiliseraient dans une évaluation de la juste valeur, y compris l'incidence du risque de non-exécution. La Société caractérise les données d'entrée utilisées pour déterminer la juste valeur au moyen d'une hiérarchie qui classe les données selon une priorité en fonction de leur degré d'observabilité. Cependant, ces estimations de la juste valeur ne sont pas nécessairement indicatives des montants qui pourraient être réalisés ou faire l'objet d'un règlement dans le cadre d'une transaction courante sur le marché.

Les justes valeurs de marché des instruments financiers dérivés aux 31 décembre étaient les suivantes :

(en millions de dollars)	2009	2008
Instruments financiers dérivés		
Actifs	231	660
Passifs	(572)	(27)
Instruments financiers dérivés, montant net	(341)	633

## Activités de gestion du risque lié au prix des marchandises

La Société a couvert une portion de ses ventes prévues libellées en dollars américains soumise au risque de prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) en dollars américains. Pour l'ensemble de l'exercice 2010, nous avons des couvertures liées au pétrole brut portant sur un volume d'environ 50 000 barils par jour à un prix plancher équivalent du WTI de 50,00 \$ US le baril et à un prix plafond d'environ 68,00 \$ US le baril.

En plus de son programme stratégique de couverture du pétrole brut, Suncor a recours à des contrats dérivés pour couvrir le risque lié à l'achat et à la vente de gaz naturel et de produits raffinés, pour gérer l'exposition aux taux d'intérêt et pour couvrir les risques propres à des transactions précises.

Le règlement de nos contrats de couverture sur marchandises donne lieu à un encaissement ou à un décaissement correspondant à la différence entre le prix contractuel et le prix du marché à l'égard des volumes couverts pendant la durée du contrat. Aux fins comptables, ces encaissements ou décaissements sont comptabilisés comme faisant partie des opérations d'achat ou de vente couvertes connexes dans les états consolidés des résultats.



Les principaux contrats dérivés en cours au 31 décembre 2009 étaient les suivants :

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

(1) Le prix moyen des options de vente de pétrole brut est exprimé en dollars américains le baril de WTI à Cushing, en Oklahoma.

(2) La prime totale payée a été de 29,5 millions \$ US.

(3) La prime reçue a été de 213 millions \$ US.

L'incidence sur le bénéfice associée à nos instruments dérivés liés au prix des marchandises pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a été une perte avant impôts de 1,025 milliard \$ (gain avant impôts de 465 millions \$ en 2008).

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

Suncor a recours à des contrats dérivés sur pétrole brut, gaz naturel et produits raffinés pour gagner des revenus d'approvisionnement et de négociation. Les résultats de ces activités d'approvisionnement et de négociation sont constatés au titre de produits et de charges des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie dans les états consolidés des résultats. La perte avant impôts nette associée à nos activités de négociation de l'énergie en 2009 a été de 70 millions \$ (bénéfice de 127 millions \$ en 2008).

### Risques liés aux instruments financiers dérivés

Le programme stratégique de couverture du pétrole brut est soumis à des examens de gestion périodiques visant à déterminer les exigences de couverture de la Société, compte tenu de son seuil de tolérance à l'égard du risque de volatilité du marché et de ses besoins en flux de trésorerie stables pour financer sa croissance future.

La Société est susceptible de subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés ne sont pas en mesure de respecter les conditions des contrats. Nous réduisons au minimum ce risque en concluant des contrats avec des contreparties de première qualité. Nous réduisons aussi le risque grâce à des examens par la direction des expositions éventuelles aux cotes de crédit de telles contreparties. Notre exposition est limitée aux contreparties qui détiennent des instruments dérivés ayant des justes valeurs nettes positives à la date de présentation.

Les activités de commercialisation et de négociation de l'énergie sont gérées par un groupe de gestion des risques distinct qui examine et contrôle les pratiques et les politiques et fournit une vérification et une évaluation indépendante de ces activités.

Pour plus d'information sur les instruments financiers dérivés de la Société, y compris une analyse de sensibilité décrivant l'effet des fluctuations des cours des marchandises sur nos contrats financiers dérivés, et une analyse plus détaillée de notre exposition aux risques et des activités que nous mettons en œuvre pour les atténuer, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés à la page 87.

### FACTEURS DE RISQUE INFLUANT SUR LE RENDEMENT

Nos résultats financiers et d'exploitation peuvent subir l'influence de multiples facteurs, incluant, sans s'y limiter, les prix des marchandises et les taux de change, la réglementation environnementale, les modifications apportées à la législation régissant les redevances et les impôts sur les bénéfices, les conditions du marché du crédit, le soutien des parties intéressées aux activités et aux plans de croissance, les conditions météorologiques extrêmes, les relations de travail à l'échelle régionale et d'autres questions dont celles précisées à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement pour chacun de nos secteurs d'activité. Nous présentons une analyse plus détaillée des facteurs de risque dans notre dernière notice annuelle et notre dernier formulaire 40-F, déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières. Nous cherchons continuellement à atténuer le plus possible les risques auxquels les différentes parties intéressées sont exposées. Ce processus passe par une analyse des risques à l'échelle de l'entreprise. Cette analyse est réalisée chaque année, pour s'assurer que tous les risques importants sont dûment mis en lumière et gérés adéquatement. Certains des principaux facteurs de risque sont présentés ci-après :

#### Risque d'intégration

La Société a conclu sa fusion avec Petro-Canada dans le but de renforcer sa position au sein du secteur pétrolier et gazier et de créer l'occasion de réaliser certains avantages, dont des économies de coûts et d'autres synergies opérationnelles. La réalisation des avantages de la fusion dépend entre autres de la capacité de Suncor de tirer parti efficacement de sa taille, de son envergure et de sa position de leadership dans l'industrie des sables pétrolières, de réaliser les synergies prévues sur le plan des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation, d'échelonner de façon rentable les

perspectives de croissance de sa base d'actifs et de maximiser le potentiel de ses occasions de croissance et de financement améliorées par suite du regroupement des activités de Suncor et de Petro-Canada. Divers facteurs, notamment le fait que la direction doit consacrer beaucoup d'efforts, de temps et de ressources aux questions d'intégration, ce qui peut détourner l'attention et les ressources qui seraient normalement consacrées à d'autres occasions stratégiques de Suncor, ainsi que les facteurs de risque exposés dans ce rapport de gestion, peuvent nuire à la capacité de la Société de réaliser les avantages prévus de la fusion.

### **Prix des marchandises et taux de change**

Nos résultats financiers à venir restent étroitement liés à l'évolution des prix des marchandises à base d'hydrocarbures, qui subissent l'influence de nombreux facteurs comme le jeu de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale, le caractère saisonnier de nos activités, les événements politiques dans le monde et les conditions météorologiques. Ces facteurs peuvent donner lieu à une forte volatilité des prix. Ainsi, de 2007 à 2009, le prix moyen mensuel du pétrole brut de référence WTI a fluctué entre un creux de 39,26 \$ US le baril et un

sommet de 134,02 \$ US le baril. Pendant la même période de trois ans, le prix moyen mensuel de référence du gaz naturel au carrefour AECO a fluctué entre un creux de 2,70 \$ le kpi<sup>3</sup> et un sommet de 11,39 \$ le kpi<sup>3</sup>.

Les cours du pétrole brut ont comme monnaie étalon le dollar américain, ce qui signifie que nos prix dépendent du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, d'où un élément d'incertitude. Si le dollar canadien se raffermirait par rapport au dollar américain, l'incidence défavorable sur le bénéfice net est partiellement compensée par des gains de change sur notre dette libellée en dollars américains. L'inverse se produit si le dollar canadien s'affaiblit par rapport au dollar américain. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ne subissent pas l'effet des fluctuations du change sur notre dette libellée en dollars américains. Nous sommes aussi touchés dans une moindre mesure par les fluctuations des taux de change entre le dollar canadien, l'euro et la livre sterling.

Nous atténuons le risque lié à la variation des prix des marchandises en ayant recours à des instruments financiers dérivés (se reporter à la page 22).

## ANALYSE DE SENSIBILITÉ<sup>(1)</sup>

	Moyenne en 2009	Variation	Variation approximative Flux de trésorerie liés à l'exploitation (en millions de dollars)	Bénéfice après impôts (en millions de dollars)
<b>Sables pétrolifères</b>				
Prix du pétrole brut réalisé (\$/baril) <sup>(2)</sup>	61,26	1,00 \$ US	86	65
Ventes (barils/jour)	276 200	1 000	7	5
<b>Gaz naturel</b>				
Prix du gaz naturel réalisé (\$/kpi <sup>3</sup> ) <sup>(2)</sup>	3,70	0,10 \$ CA	13	9
Ventes de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /jour)	397,2	10	10	1
<b>Côte Est du Canada</b>				
Prix du pétrole brut réalisé (\$/baril) <sup>(2)</sup>	76,86	1,00 \$ US	7	5
Ventes (barils/jour)	58 000	1 000	4	3
<b>International</b>				
Prix du pétrole brut réalisé (\$/baril) <sup>(2)</sup>	76,11	1,00 \$ US	9	7
Ventes de pétrole brut (barils/jour)	100 500	1 000	6	5
Prix du gaz naturel réalisé (\$/kpi <sup>3</sup> ) <sup>(2)</sup>	4,18	0,10 \$ US	1	1
Ventes de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /jour)	116,2	10	4	4
<b>Données consolidées</b>				
Effet du taux de change \$ US/\$ CA sur la dette à long terme libellée en dollars américains	0,88	0,01		92

(1) L'analyse de sensibilité présente les principaux facteurs qui ont une incidence sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation et les résultats nets annuels de Suncor à partir des données d'exploitation réelles de 2009. Le tableau montre l'incidence financière que pourraient avoir ces facteurs sur les résultats de 2009 de Suncor. Toute variation de l'un des facteurs peut amplifier ou amoindrir l'effet d'autres facteurs.

(2) Compte tenu des activités de couverture. Se reporter à la page 22.

## Réglementation et risques environnementaux

La réglementation environnementale touche presque tous les aspects de notre exploitation. Ces régimes réglementaires consistent en des lois de portée générale qui s'appliquent à nous de la même manière qu'elles 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 les gaz à effet de serre (« GES »), qui ne manqueront pas d'imposer de nouvelles exigences aux sociétés qui évoluent dans le secteur de l'énergie.

Certaines des questions qui font ou pourraient faire l'objet d'une réglementation environnementale comprennent :

- les impacts cumulatifs possibles de la mise en valeur des sables pétrolifères dans la région;
- la fabrication, l'importation, l'entreposage, le traitement et l'élimination des déchets industriels ou dangereux;
- le besoin de réduire ou de stabiliser divers rejets atmosphériques;
- les prises d'eau, la consommation d'eau et le rejet des eaux usées;
- les questions portant sur l'assainissement et la remise en état des terrains et la protection des habitats fauniques;
- la reformulation de l'essence en vue de réduire les émissions des véhicules automobiles; et
- la mise en œuvre, aux États-Unis, d'une réglementation ou d'une politique restrictive en vue de ne permettre que les achats de pétrole produit à partir de sources classiques, ou le calcul et la réglementation, par le gouvernement fédéral ou celui des États, de la teneur en carbone des combustibles sur l'ensemble de leur cycle de vie.

Des modifications à la réglementation environnementale pourraient avoir un effet négatif sur nos résultats

financiers du point de vue de la demande de produits, de la reformulation et de la qualité des produits, des méthodes de production et de distribution, et des coûts. À titre d'exemple, l'obligation d'utiliser des essences à combustion plus propre pourrait entraîner des coûts additionnels, récupérables ou non sur le marché. La complexité et l'ampleur de ces questions font qu'il est extrêmement difficile de prévoir l'effet qu'elles pourraient avoir sur la Société. La direction prévoit que les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation pourraient augmenter par suite de la mise en œuvre de nouveaux règlements environnementaux de plus en plus contraignants. Se conformer à la réglementation environnementale pourrait aussi exiger d'importantes dépenses de notre part, et le défaut de s'y conformer, entraîner l'imposition d'amendes et de peines, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages intérêts et la perte de licences et permis importants.

**Législation sur les changements climatiques** Suncor exerce des activités dans des territoires qui réglementent ou qui proposent de réglementer les émissions industrielles de GES. Les territoires qui réglementent actuellement les émissions de GES incluent l'Alberta et l'Union européenne. Les territoires qui proposent de réglementer les émissions de GES incluent les États-Unis, la Colombie-Britannique, le Québec, l'Ontario et le Canada. Ces territoires qui ont annoncé leur intention de réglementer les émissions de GES appuient généralement des politiques qui attribuent un prix au carbone, comme les systèmes de plafonnement et d'échange, et qui dans certains cas proposent aussi la mise en œuvre de mesures additionnelles, dont des normes visant la production de carburants à faible teneur en carbone. Suncor participe directement et par l'intermédiaire d'associations de l'industrie au processus de consultation sur la conception de la réglementation proposée, ainsi qu'à des efforts visant à harmoniser la réglementation d'un territoire à un autre en Amérique du Nord.

Bien que ces territoires n'aient pas encore publié de renseignements détaillés sur les règlements qu'ils proposent ou sur leur mécanisme d'application, bon nombre d'entre eux, en particulier les États-Unis, reconnaissent l'importance d'équilibrer les considérations environnementales, économiques et de sécurité énergétique dans le développement de la réglementation. Le gouvernement du Canada a aussi déclaré publiquement récemment que sa réglementation serait harmonisée avec celle des États-Unis. Bien qu'il soit encore trop tôt pour prédire l'impact que ces règlements prévus pourraient avoir sur la Société et le secteur pétrolier et gazier en général, la Société devra vraisemblablement engager des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation accrues pour respecter ces règlements et ces coûts

pourraient être importants. De plus, la réglementation basée sur l'analyse de la teneur en carbone des carburants sur l'ensemble de leur cycle de vie pourrait toucher les marchés des pétroles bruts provenant de sables pétrolifères. Malgré l'incertitude actuelle sur le plan réglementaire, la Société suppose qu'un prix sera attribué au dioxyde de carbone et incorpore une fourchette de coûts potentiels du carbone, de même qu'une série de scénarios réglementaires éventuels, dans la planification des futures dépenses d'investissement.

En 2007, le gouvernement de l'Alberta a adopté la loi intitulée « Climate Change and Emissions Management Amendment Act », qui impose des limites d'intensité (émissions par unité de production) aux installations émettant plus de 100 000 tonnes d'équivalent dioxyde de carbone par année. Le secteur Sables pétrolifères de Suncor, la raffinerie d'Edmonton et deux usines de gaz naturel en Alberta sont assujettis à cette législation. La loi exige des réductions d'intensité de l'ordre de 12 % à partir d'une base de référence à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Conformément à cette nouvelle législation, Suncor a présenté des demandes en décembre 2007 en vue d'établir des intensités de référence pour ses installations situées en Alberta. En mars 2010, la Société doit déposer des rapports de conformité qui démontrent que chaque installation a soit atteint son objectif d'intensité pour 2009, soit pris des mesures pour compenser l'intensité de ses émissions. Les mesures que pourrait prendre Suncor pour assurer la conformité de ses activités comprennent la réduction des émissions à l'interne, le recours à des projets de compensation ou la contribution à un fonds gouvernemental de gestion des émissions responsables du changement climatique.

Pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2009, les coûts engagés par les installations de Suncor en Alberta pour se conformer à la loi sont estimés à un montant de 3 millions \$ à 5 millions \$. Les coûts définitifs pour 2009 seront déterminés dans le cadre du rapport de conformité que la Société déposera auprès de la province d'Alberta en mars 2010.

Les installations exploitées par Suncor dans le secteur néerlandais de la mer du Nord sont soumises au système d'échange d'émissions de l'Union européenne et au plan d'allocation national connexe pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2009. Les installations de Suncor disposeront de quotas suffisants pour se conformer.

Le résultat et les incidences des règlements relatifs au changement climatique et aux autres questions environnementales continuent de susciter de l'incertitude. Nous continuons de déployer des efforts pour réduire

l'impact environnemental de la Société, notamment en prenant des mesures pour diminuer nos émissions de gaz à effet de serre, en investissant dans des énergies renouvelables, dont l'énergie éolienne et les biodiesels, en accélérant la remise en état des sols et l'installation de nouveaux équipements destinés à réduire les émissions, et en examinant d'autres possibilités, telles que le captage et le stockage du carbone.

**Gestion des résidus** Un autre domaine qui présente des risques pour Suncor est la remise en état des bassins de résidus, qui contiennent de l'eau, de l'argile et du bitume résiduel produit dans le cadre du procédé d'extraction du bitume. Le 15 octobre 2009, Suncor a soumis une demande à l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) et au ministère de l'Environnement de l'Alberta (AENV) en vue d'obtenir l'autorisation de modifier ses activités existantes ou approuvées à l'est de la rivière Athabasca, afin de passer du système actuel de gestion des résidus, soit l'utilisation de la technologie des résidus composite (RC) pour consolider les résidus fins mûrs (RFM), à la nouvelle stratégie d'opérations de réduction des résidus de Suncor, basée sur le séchage des RFM. Cette demande est en instance d'approbation par l'ERCB et l'AENV.

#### **Approbations des organismes de réglementation**

Avant d'entreprendre la plupart des projets majeurs, nous devons obtenir des approbations des organismes de réglementation. Le processus d'approbation des organismes de réglementation comporte souvent une consultation des parties intéressées, des études d'impact et des audiences publiques, entre autres. Le défaut d'obtenir les approbations des organismes de réglementation ou de les obtenir au moment opportun pourrait entraîner des retards, l'abandon ou le remaniement de projets, ainsi que des hausses de coûts, ce qui pourrait porter préjudice à nos bénéfices et flux de trésorerie futurs.

#### **ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES**

Les estimations comptables cruciales se définissent comme des estimations jugées fondamentales à la bonne compréhension de notre situation financière et de nos activités et qui exigent dès lors 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. Les hypothèses sous-jacentes reposent sur les antécédents ainsi que sur d'autres facteurs qui, de l'avis de la direction, sont raisonnables dans les circonstances et peuvent être modifiées au gré des événements, à mesure qu'elle acquiert plus d'expérience sectorielle, qu'elle dispose de nouveaux éléments d'information ou que le contexte dans lequel l'entreprise exerce ses activités évolue. Les estimations

comptables cruciales sont revues tous les ans par le comité de vérification du Conseil d'administration. Les estimations comptables que nous jugeons les plus cruciales à l'établissement de nos états financiers consolidés sont présentées ci-après.

#### **Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations**

Nous sommes tenus de constater un passif au titre des obligations futures liées à la mise hors service de nos immobilisations corporelles. De telles obligations sont constatées seulement dans la mesure où il existe une obligation juridique afférente à la mise hors service d'une immobilisation corporelle de longue durée que nous sommes tenus de régler par suite d'une loi ou d'un règlement, d'une ordonnance, d'un contrat écrit ou verbal ou par interprétation juridique d'un contrat selon la théorie de l'irrecevabilité fondée sur une promesse. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont fondées sur les coûts estimatifs, ce qui tient compte de la méthode de remise en état qui devrait être utilisée et de l'importance des travaux conformément aux exigences juridiques, aux progrès techniques et à l'utilisation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont établies en fonction de chaque emplacement, leur montant total repose sur plusieurs hypothèses différentes, lesquelles peuvent changer en fonction des résultats obtenus.

À la fin de chaque exercice, les estimations de flux de trésorerie sont réévaluées et les hausses relatives aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont actualisées à l'aide d'un taux d'actualisation sans risque ajusté en fonction de la cote de solvabilité. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'accumulent avec le temps jusqu'à ce que nous nous acquittions de l'obligation, dont l'effet est indiqué à un poste distinct des états consolidés des résultats intitulé Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Le taux d'actualisation est ajusté dans la mesure nécessaire pour tenir compte des variations à long terme des taux et des perspectives du marché.

Aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'est constatée pour des biens dont la durée de vie utile ne peut être établie, étant donné que le montant de cette obligation ne peut être estimé avec une certitude raisonnable. Une obligation pour ces actifs sera constatée dans la première période durant laquelle leur durée de vie pourra être déterminée.

Dans le cadre de l'examen effectué par la Société et par des tiers en 2009, nous avons porté notre obligation totale non actualisée estimative à environ 8,3 milliards \$, comparativement à une estimation antérieure de 3,5 milliards \$. L'augmentation s'explique en grande partie

par l'ajout d'obligations non actualisées à la mise hors service d'immobilisations de 4,7 milliards \$ par suite de la fusion avec Petro-Canada. L'obligation totale actualisée estimative au 31 décembre 2009 était de 3,2 milliards \$, contre 1,6 milliard \$ au 31 décembre 2008.

### Avantages sociaux futurs

Nous offrons une gamme d'avantages aux employés actifs et retraités, dont des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite. Le calcul de l'obligation au titre de nos régimes d'avantages sociaux et des charges connexes exige le recours à des méthodes et à des hypothèses d'évaluation actuarielle. Les hypothèses généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, le cas échéant, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement de l'actif des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. La juste valeur de l'actif des régimes est déterminée à partir de valeurs de marché. Les évaluations actuarielles sont soumises au jugement de la direction. Cette dernière revoit régulièrement ces hypothèses à la lumière des réalisations et prévisions. Toute modification des hypothèses est prise en compte de manière prospective. Les coûts liés aux avantages sociaux futurs sont intégrés aux charges d'exploitation, aux frais de vente et aux frais généraux dans nos états consolidés des résultats. Le passif au titre des prestations constituées est présenté sous charges à payer et autres passifs dans les bilans consolidés.

Le taux de rendement présumé de l'actif des régimes tient compte du niveau actuel des rendements prévus des titres à revenu fixe faisant partie du portefeuille d'actifs du régime, du niveau historique des primes de risque liées aux autres catégories d'actif constituant le portefeuille et des rendements futurs prévus pour chacune des catégories d'actif. Les hypothèses relatives aux taux d'actualisation reposent sur le taux d'intérêt de fin d'exercice que procurent des obligations de grande qualité pour des échéances équivalentes à celles des obligations de retraite. Pour établir les hausses de taux de rémunération, la direction s'appuie sur son jugement. L'obligation au titre des prestations constituées et le montant net de la charge périodique liée aux prestations de retraite et aux avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent différer sensiblement si d'autres hypothèses sont retenues.

### Immobilisations corporelles et amortissement et épuisement

Nous comptabilisons les activités d'exploration et de production de nos activités liées au gaz naturel et aux sables pétrolifères selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. Cette convention a été

choisie de préférence à la méthode de la capitalisation du coût entier, parce que nous croyons qu'elle permet de comptabiliser plus rapidement la réussite ou l'échec des activités d'exploration et de production.

L'application de cette convention exige de la direction qu'elle procède au classement adéquat des activités considérées comme relevant de la mise en valeur ou de l'exploration, à partir de quoi est alors déterminé le traitement comptable à appliquer aux frais engagés. L'analyse des résultats d'un programme de forage peut nécessiter beaucoup de temps, et il faut à la fois du jugement et de l'expérience dans le domaine pour déterminer si l'on a découvert des réserves commercialement exploitables. Quand il est établi qu'un forage d'exploration n'aboutira pas à une production commerciale, les frais de forages improductifs sont radiés et comptabilisés comme des éléments des frais d'exploration dans les états consolidés des résultats. Les coûts des forages improductifs peuvent fluctuer d'un exercice à l'autre en raison de divers facteurs comme le niveau des dépenses d'exploration, le niveau de partage des risques avec les tiers participant au forage d'exploration et le degré de risque que présente le forage dans certaines régions.

Il arrive qu'avec le temps, les quantités de pétrole et de gaz extraites de propriétés productives ne correspondent pas aux estimations initiales en raison de changements dans le rendement du gisement. Ces changements peuvent nécessiter un test de dépréciation des propriétés capitalisées fondé sur les flux de trésorerie futurs que ces propriétés seront susceptibles de rapporter dans l'avenir. Un test de dépréciation peut aussi se révéler nécessaire par suite d'autres événements économiques. L'estimation des flux de trésorerie futurs dépend dans une large mesure du jugement porté par la direction sur les prix du pétrole et du gaz, les quantités devant être extraites et les coûts d'exploitation et les coûts de mise en valeur future. Si la direction décide que la valeur d'une propriété a subi une dépréciation, en totalité ou en partie, la valeur comptable de la propriété est alors réduite à sa juste valeur ou entièrement éliminée (« radiation ») ou partiellement éliminée (« dépréciation ») de nos registres et présentée comme faisant partie de la charge d'amortissement et d'épuisement dans les états consolidés des résultats.

### Dépréciation d'actifs

Les propriétés productrices et les propriétés importantes non prouvées font l'objet d'une évaluation menée une fois par année ou en fonction des événements économiques, en vue de déterminer une dépréciation éventuelle. L'existence d'une dépréciation est évaluée en comparant la valeur non actualisée nette estimative des flux de trésorerie futurs et la valeur comptable de l'élément



d'actif. Le calcul des flux de trésorerie utilisés pour l'évaluation de la dépréciation exige que la direction fasse des hypothèses et des estimations quant aux réserves récupérables, aux futurs prix des marchandises et aux coûts d'exploitation. Tout changement touchant ces hypothèses, par exemple une révision à la baisse des réserves, une diminution des futurs prix des marchandises ou une augmentation des coûts d'exploitation, pourrait entraîner une diminution de la valeur comptable d'un élément d'actif.

### Répartition du prix d'achat

Les acquisitions d'entreprises sont comptabilisées selon la méthode de l'acquisition. Conformément à cette méthode, le coût d'acquisition est réparti entre les éléments d'actif acquis et les éléments de passif pris en charge d'après la juste valeur au moment de l'acquisition. L'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur des éléments d'actif et de passif identifiables acquis correspond à l'écart d'acquisition. La détermination de la juste valeur exige souvent que la direction fasse des hypothèses et des estimations quant à des événements futurs. Les hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des immobilisations corporelles acquises sont généralement celles qui exigent le plus de jugement et portent notamment sur les estimations des réserves acquises (voir le paragraphe sur les réserves estimatives de pétrole et de gaz ci-contre), les futurs prix des marchandises et les taux d'actualisation. Tout changement touchant les hypothèses ou les estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des éléments d'actif acquis et des éléments de passif pris en charge est susceptible d'avoir une incidence sur les montants attribués aux éléments d'actif, aux éléments de passif et à l'écart d'acquisition dans la répartition du coût d'acquisition. Les résultats nets futurs peuvent varier en fonction des futures charges d'amortissement, de la dépréciation d'éléments d'actif et de la baisse de valeur de l'écart d'acquisition.

### Impôts sur les bénéfices

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur le bénéfice. Conformément à cette méthode, les impôts futurs sont constatés en fonction de la différence entre les valeurs comptable et fiscale des éléments d'actif et de passif présentés dans les états financiers. La détermination de la provision pour impôts sur les bénéfices est un processus intrinsèquement complexe qui exige que la direction interprète des règlements en évolution constante et qu'elle émette certains jugements. Bien que les déclarations d'impôt soient susceptibles d'être vérifiées et réévaluées, la direction croit qu'une provision adéquate a été constituée à l'égard de toutes les obligations fiscales. Toutefois, des changements touchant les interprétations ou les jugements

pourraient entraîner une augmentation ou une diminution de la provision pour impôts sur les bénéfices de la Société à l'avenir.

### Éventualités

La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal de ses activités. La direction est d'avis que tout règlement éventuel n'aurait pas d'effet important sur la situation financière de la Société au 31 décembre 2009. Toutefois, la détermination des éléments de passif éventuels liés aux litiges et aux réclamations est un processus complexe qui implique des jugements quant aux règlements et à l'interprétation des lois et des règlements. Des changements touchant les jugements ou les interprétations pourraient se traduire par une augmentation ou une diminution du passif éventuel de la Société à l'avenir.

### Réserves de pétrole et de gaz

Les estimations des réserves, bien qu'elles ne fassent pas partie des états financiers consolidés présentés par la Société, peuvent avoir une incidence importante sur le bénéfice net en raison de leur effet sur les taux de dépréciation et de déplétion, la dépréciation d'actifs et la baisse de valeur de l'écart d'acquisition. Nos réserves de pétrole et de gaz sont évaluées par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. L'estimation des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui demande l'exercice d'un jugement professionnel.

Les estimations sont basées sur les taux de production futurs prévus, les estimations des prix des marchandises, les données techniques et le moment où l'on prévoit que les futures dépenses seront engagées, qui sont tous soumis à des incertitudes.

### ESTIMATIONS DE RÉSERVES

En tant qu'émetteur canadien, nous sommes assujettis aux obligations d'information des autorités canadiennes en valeurs mobilières, y compris les règles régissant la présentation de nos réserves conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. En vue d'harmoniser les informations qu'elle présente à la fois au Canada et aux États-Unis, Suncor a demandé et obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières qui l'autorisent à déclarer ses réserves conformément aux règles de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Voir la rubrique « Dispenses » de notre notice annuelle datée du 5 mars 2010. La SEC a mis à jour ses exigences d'information concernant les activités pétrolières et gazières avec la publication de sa réglementation finale, intitulée « Modernization of Oil and Gas Reporting », le 31 décembre 2008. Aux termes de la nouvelle règle, les

émetteurs peuvent fournir des informations sur les réserves probables en plus des réserves prouvées. La présentation des activités d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères en tant qu'activités pétrolières et gazières est également permise. Les informations sur les réserves de Suncor en 2009 incluent à la fois les réserves prouvées et les réserves probables pour l'ensemble de nos activités pétrolières et gazières, y compris nos mines de sables pétrolifères et les installations de valorisation associées.

Les différences entre les estimations des réserves selon les exigences américaines et selon le Règlement 51-101 peuvent être importantes, surtout en raison d'écart dans le prix stipulé des produits que les émetteurs doivent utiliser pour évaluer les réserves. Selon les exigences américaines, on applique une moyenne des prix en vigueur le premier jour de chaque mois durant la période de douze mois précédant la fin de la période visée, tandis qu'au Canada, les autorités canadiennes en valeurs mobilières exigent l'application d'un prix projeté. Toutefois, cette différence dans les méthodes de détermination des prix n'a pas eu d'incidence importante sur les informations concernant les réserves de Suncor en 2009.

En plus de présenter nos réserves conformément aux exigences d'information américaines, nous fournissons aussi volontairement des informations additionnelles (qui ne sont pas conformes aux exigences d'information américaines). Nos informations additionnelles volontaires diffèrent de nos informations présentées selon les exigences américaines des façons suivantes :

- La présentation volontaire des réserves sur une base brute (avant redevances), en plus de la présentation des réserves sur une base nette (après redevances) conformément aux exigences d'information américaines.
- La présentation des réserves prouvées et probables totales sur une base brute (avant redevances), en plus de leur présentation distincte sur une base nette (après redevances) conformément aux exigences d'information américaines.

- La présentation des ressources éventuelles et des ressources récupérables restantes sur une base brute (avant redevances), conformément aux exigences du Règlement 51-101 (la présentation d'information sur les ressources n'est pas reconnue aux termes des exigences d'information américaines).

La majeure partie des réserves prouvées et des réserves probables de Suncor se trouve au Canada et est constituée de sables pétrolifères ainsi que d'hydrocarbures classiques dans l'Ouest du Canada et au large de la côte Est du Canada. Suncor possède aussi des réserves prouvées et probables aux États-Unis et des réserves prouvées et probables ailleurs dans le monde, notamment en mer du Nord, en Syrie, en Libye et à Trinité-et-Tobago.

Pour en savoir plus sur les informations relatives aux réserves et aux ressources que nous présentons, le lecteur est prié de se reporter à la rubrique « Estimations des réserves » de notre notice annuelle datée du 5 mars 2010, rubrique qui est incorporée à ce rapport de gestion par voie de référence.

#### **Fusion de Suncor et de Petro-Canada**

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor Énergie Inc. (telle qu'elle existait à ce moment-là) et l'ancienne société Petro-Canada ont fusionné pour former une seule société qui poursuit ses activités sous la raison sociale « Suncor Énergie Inc. ». L'ajout des propriétés de Petro-Canada a été comptabilisé en tant qu'achat par Suncor. Les volumes achetés ont été déterminés en fonction des soldes de clôture des réserves de 2008 de Petro-Canada, ajustés en fonction des volumes de production de 2009 et de tout achat ou de toute vente d'actifs ayant eu lieu avant le 1<sup>er</sup> août 2009. Un total de 752 millions de barils de pétrole sur une base nette (après redevances) et de 1 179 milliards de pieds cubes de gaz sur une base nette (après redevances) ont été ajoutés aux réserves prouvées de Suncor par suite de la fusion.



## INFORMATIONS SUR LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES SELON LES EXIGENCES DES ÉTATS-UNIS

Le tableau ci-dessous indique les soldes de fin d'exercice 2009 de Suncor pour les réserves prouvées et probables et a été préparé conformément aux normes de la SEC pour les activités pétrolières et gazières.

### Sommaire des réserves de pétrole et de gaz après redevances<sup>(1)(2)(3)(5)</sup>

Catégorie de réserves	Réserves				Catégorie de réserves	Réserves			
	Pétrole et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut peu sulfureux	Bitume		Pétrole et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut peu sulfureux	Bitume
	(en milliards (en millions de barils) de pieds cubés (en millions de barils) de barils)					(en milliards (en millions de barils) de pieds cubés (en millions de barils) de barils)			
<b>PROUVÉES</b>					<b>PROBABLES</b>				
<b>Mises en valeur</b>					<b>Mises en valeur</b>				
Mer du Nord <sup>(4)</sup>	72	29	—	—	Mer du Nord <sup>(4)</sup>	36	23	—	—
Autres – International <sup>(6)(7)</sup>	38	93	—	—	Autres – International <sup>(6)(7)</sup>	30	42	—	—
Amérique du Nord à terre	35	1 229	—	—	Amérique du Nord à terre	6	282	—	—
Côte Est du Canada	41	—	—	—	Côte Est du Canada	39	—	—	—
Exploitation <i>in situ</i> des Sables pétrolifères	—	—	152	22	Exploitation <i>in situ</i> des Sables pétrolifères	—	—	69	8
Exploitation minière des Sables pétrolifères <sup>(8)</sup>	—	—	1 899	—	Exploitation minière des Sables pétrolifères <sup>(8)</sup>	—	—	287	—
<b>Total – mises en valeur</b>	<b>186</b>	<b>1 351</b>	<b>2 051</b>	<b>22</b>	<b>Total – mises en valeur</b>	<b>111</b>	<b>347</b>	<b>356</b>	<b>8</b>
<b>Non mises en valeur</b>					<b>Non mises en valeur</b>				
Mer du Nord <sup>(4)</sup>	69	—	—	—	Mer du Nord <sup>(4)</sup>	36	50	—	—
Autres – International <sup>(6)(7)</sup>	6	294	—	—	Autres – International <sup>(6)(7)</sup>	31	222	—	—
Amérique du Nord à terre	7	48	—	—	Amérique du Nord à terre	9	211	—	—
Côte Est du Canada	26	—	—	—	Côte Est du Canada	60	—	—	—
Exploitation <i>in situ</i> des Sables pétrolifères	—	—	514	389	Exploitation <i>in situ</i> des Sables pétrolifères	—	—	507	1 336
Exploitation minière des Sables pétrolifères <sup>(8)</sup>	—	—	—	—	Exploitation minière des Sables pétrolifères <sup>(8)</sup>	—	—	237	—
<b>Total – non mises en valeur</b>	<b>108</b>	<b>342</b>	<b>514</b>	<b>389</b>	<b>Total – non mises en valeur</b>	<b>136</b>	<b>483</b>	<b>744</b>	<b>1 336</b>
<b>TOTAL – PROUVÉES</b>	<b>294</b>	<b>1 693</b>	<b>2 565</b>	<b>411</b>	<b>TOTAL – PROBABLES</b>	<b>247</b>	<b>830</b>	<b>1 100</b>	<b>1 344</b>

(1) Les chiffres dans le tableau ci-dessus sont arrondis à un million de baril ou à un milliard de pieds cubés près.

(2) Les données sur les réserves sont fondées sur des évaluations menées par GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Limited, RPS Energy Plc et Suncor en date d'effet du 31 décembre 2009 et ne tiennent compte d'aucune cession planifiée après la date d'effet. Les rapports sommaires sur les réserves de GLJ, de Sproule et de RPS sont inclus en tant qu'annexes « E », « F » et « G » à notre notice annuelle datée du 5 mars 2010.

(3) Les réserves prouvées avant redevances représentent les réserves liées à la participation directe de Suncor avant déduction des redevances à la Couronne ou des autres redevances. Ces redevances sont susceptibles d'être modifiées par des mesures législatives ou réglementaires et peuvent aussi varier en fonction des taux de production, des prix de vente et du moment de la production initiale. Les volumes des réserves après redevances reflètent aussi le montant net des droits de redevance dérogatoires payés et reçus.

(4) Les réserves en mer du Nord sont assujetties à un régime fiscal et de redevances de type classique. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves à terre aux Pays-Bas.

(5) Les réserves prouvées incluent les volumes de pétrole brut et de gaz naturel qui seront produits aux termes de conventions qui prévoient la participation de la Société ou de ses filiales aux risques et aux récompenses, mais sans toutefois transférer la propriété des produits à ces sociétés.

(6) Dans le cadre des contrats de partage de production (CPP) de Suncor, les réserves prouvées après redevances ont été déterminées au moyen de la méthode des intérêts financiers et incluent la quote-part de la Société dans la production future à laquelle elle a droit calculée selon les modalités de récupération des coûts et le bénéfice en pétrole du contrat. Les réserves sont alors ajustées afin d'inclure les réserves liées aux impôts sur les bénéfices à payer. Selon cette méthode, les réserves présentées augmentent avec la diminution des prix du pétrole (et vice versa), car le nombre de barils nécessaires à l'atteinte du seuil de rentabilité varie en fonction des prix courants du pétrole.

(7) Toutes les réserves présentées sous « Autres – International » (incluant les réserves en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago) sont calculées conformément à la note 5.

(8) En raison de la modification de la règle de la SEC concernant l'inclusion des informations sur les activités minières avec les informations sur les activités pétrolières et gazières, Suncor a inclus des réserves liées à l'exploitation minière de sables pétrolifères qui auraient été antérieurement présentées conformément aux directives du Mining Guide 7. Pour plus de renseignements, se reporter à la notice annuelle datée du 5 mars 2010.

## PRÉSENTATION VOLONTAIRE D'INFORMATIONS ADDITIONNELLES (non conforme aux exigences de présentation de l'information des États-Unis)

### Réserves prouvées et probables avant redevances<sup>(1)(2)(3)(5)(11)</sup>

	Activités pétrolières et gazières											
	International				Amérique du Nord					Total		
	Mer du Nord <sup>(4)</sup>		Autres – International <sup>(6)(7)</sup>		Amérique du Nord à terre		Côte Est du Canada	In Situ		Exploitation minière de sables pétroliers <sup>(9)</sup>		
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Pétrole brut synthétique	Bitume	Pétrole brut synthétique	Bitume synthétique et LGN	Gaz naturel
	(en millions de barils)	(en milliards de pieds cubes)	(en millions de barils)	(en milliards de pieds cubes)	(en millions de barils)	(en milliards de pieds cubes)	(en millions de barils)	(en millions de barils)	(en millions de barils)	(en millions de barils)	(en millions de barils)	(en millions de pieds cubes)
<b>Fin de l'exercice 2008<sup>(10)</sup></b>	—	—	—	—	9	734	—	2 565	148	2 316	5 038	734
Révisions d'estimations antérieures <sup>(8)</sup>	6	(18)	6	247	15	(52)	16	(1 587)	1 863	(72)	247	177
Vente de réserves en place	—	—	—	—	—	(6)	(3)	—	—	—	(3)	(6)
Achat de réserves en place	215	98	276	618	47	1 498	213	437	—	638	1 826	2 214
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	3	29	9	352	1	52	7	—	—	—	20	433
Production	(11)	(8)	(5)	(11)	(4)	(146)	(8)	(16)	(1)	(88)	(133)	(165)
<b>Fin de l'exercice 2009</b>	<b>213</b>	<b>101</b>	<b>286</b>	<b>1 206</b>	<b>68</b>	<b>2 080</b>	<b>225</b>	<b>1 399</b>	<b>2 010</b>	<b>2 794</b>	<b>6 995</b>	<b>3 387</b>
<b>Réserves non mises en valeur prouvées et probables</b>												
<b>Fin de l'exercice 2009</b>	<b>105</b>	<b>50</b>	<b>89</b>	<b>1 065</b>	<b>19</b>	<b>309</b>	<b>114</b>	<b>1 160</b>	<b>1 977</b>	<b>264</b>	<b>3 728</b>	<b>1 424</b>

- (1) Les chiffres dans le tableau ci-dessus sont arrondis à un million de baril ou à un milliard de pieds cubes près.
- (2) Les données sur les réserves sont fondées sur des évaluations menées par GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Limited, RPS Energy Plc et Suncor en date d'effet du 31 décembre 2009 et ne tiennent compte d'aucune cession planifiée après la date d'effet. Les rapports sommaires sur les réserves de GLJ, de Sproule et de RPS sont inclus en tant qu'annexes « E », « F » et « G » à notre notice annuelle datée du 5 mars 2010.
- (3) Les réserves prouvées avant redevances représentent les réserves liées à la participation directe de Suncor avant déduction des redevances à la Couronne ou des autres redevances. Ces redevances sont susceptibles d'être modifiées par des mesures législatives ou réglementaires et peuvent aussi varier en fonction des taux de production, des prix de vente et du moment de la production initiale. Les volumes des réserves après redevances reflètent aussi le montant net des droits de redevance dérogatoires payés et reçus.
- (4) Les réserves en mer du Nord sont assujetties à un régime fiscal et de redevances de type classique. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves à terre aux Pays-Bas.
- (5) Les réserves prouvées incluent les volumes de pétrole brut et de gaz naturel qui seront produits aux termes de conventions qui prévoient la participation de la Société ou de ses filiales aux risques et aux récompenses, mais sans toutefois transférer la propriété des produits à ces sociétés.
- (6) Dans le cadre des contrats de partage de production (CPP) de Suncor, les réserves prouvées après redevances ont été déterminées au moyen de la méthode des intérêts financiers et incluent la quote-part de la Société dans la production future à laquelle elle a droit calculée selon les modalités de récupération des coûts et le bénéfice en pétrole du contrat. Les réserves sont alors ajustées afin d'inclure les réserves liées aux impôts sur les bénéfices à payer. Selon cette méthode, les réserves présentées augmentent avec la diminution des prix du pétrole (et vice versa), car le nombre de barils nécessaires à l'atteinte du seuil de rentabilité varie en fonction des prix courants du pétrole.
- (7) Toutes les réserves présentées sous « Autres – International » (incluant les réserves en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago) sont calculées conformément à la note 5.
- (8) Les révisions comprennent les modifications d'estimations antérieures, soit à la hausse soit à la baisse, en raison de nouvelles informations (sauf un accroissement de superficie) normalement obtenues à partir des antécédents de forage ou de production ou résultant d'un changement touchant les facteurs économiques.
- (9) En raison de la modification de la règle de la SEC concernant l'inclusion des informations sur les activités minières avec les informations sur les activités pétrolières et gazières, Suncor a inclus des réserves liées à l'exploitation minière de sables pétroliers qui auraient été antérieurement présentées conformément aux directives du Mining Guide 7.
- (10) Les informations sur les réserves de 2008 liées aux actifs de l'ancienne société Suncor ont été retraitées conformément aux directives de la SEC. Ces informations étaient antérieurement présentées conformément au Règlement 51-101. Pour plus de renseignements, se reporter à la notice annuelle datée du 5 mars 2010.
- (11) Les données sur la production incluses dans les tableaux des réserves de 2009 sont des estimations fournies par des évaluateurs indépendants et il est donc possible qu'elles ne soient pas exactement identiques aux données sur la production présentées ailleurs dans ce rapport annuel et dans notre notice annuelle datée du 5 mars 2010. Tout écart des données de production ne serait pas considéré comme important aux fins de la présentation d'information sur ces réserves.

## RÉSERVES RÉCUPÉRABLES RESTANTES (non conforme aux exigences de présentation de l'information des États-Unis)

En plus de ses réserves prouvées et probables, Suncor détient aussi des ressources éventuelles considérables, qui sont présentées dans le tableau ci-dessous. GLJ a préparé les estimations pour les concessions minières de l'ancienne société Suncor et de Syncrude, ainsi que pour les concessions *in situ* à Firebag. Sproule a vérifié l'estimation pour Fort Hills. Les estimations pour le reste de nos ressources éventuelles ont été préparées à l'interne par des évaluateurs de réserves qualifiés.

### Ressources récupérables restantes avant redevances

Au 31 décembre 2009 <sup>(1)</sup>	Classiques (en millions de bep)	Minières (en millions de bep)	<i>In situ</i> (en millions de bep)	Totales (en millions de bep)
Total – prouvées	751	2 203	1 177	4 131
Total – probables	606	591	2 232	3 429
<b>Total des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>1 357</b>	<b>2 794</b>	<b>3 409</b>	<b>7 560</b>
Ressources éventuelles <sup>(2)(5)(6)</sup> – meilleure estimation <sup>(3)</sup>	2 935	6 080	10 881	19 896
<b>Ressources récupérables restantes (non ajustées en fonction du risque)<sup>(4)</sup></b>	<b>4 292</b>	<b>8 874</b>	<b>14 290</b>	<b>27 456</b>

- (1) Les chiffres dans le tableau ci-dessus sont arrondis au million près. Les volumes exprimés en millions de barils équivalent pétrole (bep) comprennent tous les liquides : 1 million de barils = 1 million de bep et gaz naturel : 6 milliards de pieds cubes = 1 million de bep.
- (2) Les ressources éventuelles sont les volumes de pétrole que l'on estime, à une date donnée, pouvoir potentiellement récupérer des gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours de développement, mais qu'on ne prévoit pas pour l'heure pouvoir récupérer de façon rentable en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Rien ne garantit qu'il soit viable sur le plan commercial de mettre les ressources éventuelles en production.
- (3) La meilleure estimation est considérée comme étant la meilleure estimation des volumes qui seront réellement récupérés. Il est également probable que les volumes restants réellement récupérés soient supérieurs ou inférieurs à la meilleure estimation. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est généralement préparée indépendamment du risque lié à la mise en production rentable de ces volumes.
- (4) Les ressources récupérables restantes (non ajustées en fonction du risque) sont la somme arithmétique des réserves prouvées et probables et de la meilleure estimation des ressources éventuelles. Suncor ne quantifie pas les volumes potentiellement récupérables soit de ses gisements non découverts, soit de concessions de carbonate. Les ressources éventuelles n'ont pas été ajustées en fonction des risques influant sur la probabilité de mise en valeur. Il ne s'agit pas d'une estimation des volumes susceptibles d'être récupérés. La récupération réelle peut être inférieure.
- (5) Nos ressources éventuelles proviennent principalement des endroits suivants : i) (*in situ*) Firebag, Lewis, Meadow et Chard; ii) (exploitation minière) Voyager South, Audette (concessions du nord), Fort Hills et Syncrude; et iii) (classiques) îles de l'Arctique et corridor du MacKenzie, Libye, Hebron/BenNevis, Labrador, White Rose, Hibernia, Terra Nova, Trinité-et-Tobago et mer du Nord.
- (6) Toutes les ressources éventuelles des concessions minières et *in situ* sont indiquées en pétrole brut synthétique.

Les ressources récupérables restantes étaient de 27 456 millions de barils équivalent pétrole au 31 décembre 2009. L'augmentation en 2009 tient principalement à la fusion avec Petro-Canada.

Environ 85 % de nos ressources éventuelles sont associées à nos projets à long terme d'expansion de la production minière et *in situ*. Le reste des ressources éventuelles est associé à nos actifs dans les régions pionnières de l'Amérique du Nord et le secteur International. Les ressources éventuelles peuvent nécessiter des forages de délimitation additionnels, l'approbation future de la Société pour passer à l'étape du développement, des approbations réglementaires additionnelles et la mise en place d'autres facteurs commerciaux.

Les ressources récupérables restantes correspondent à la meilleure estimation des ressources totales de Suncor qui sont la base de nos plans commerciaux à long terme et de la croissance de la production. La direction croit que cette mesure est également utile pour comparer les ressources disponibles de Suncor à celles de nos concurrents. Les lecteurs sont prévenus que la façon de calculer les ressources récupérables restantes peut différer selon les entreprises et, pour cette raison, les comparaisons directes peuvent être impossibles dans certains cas.

Les estimations des ressources éventuelles n'ont pas été ajustées en fonction des risques influant sur la probabilité de mise en valeur. De telles estimations ne sont pas des estimations des volumes susceptibles d'être récupérés et la récupération réelle est susceptible d'être inférieure et peut même être considérablement inférieure, voire nulle. On ne peut déterminer avec certitude le moment où de telles activités de mise en valeur seront entreprises.

Rien ne garantit que l'ensemble ou une partie quelconque des ressources éventuelles puisse faire l'objet d'une production commerciale viable. Pour passer de la catégorie des ressources à celle des réserves, tous les projets doivent disposer d'un plan d'épuisement rentable et peuvent nécessiter, entre autres : i) des forages de délimitation ou de nouvelles techniques dans le cas des ressources éventuelles non ajustées en fonction du risque; ii) des approbations réglementaires; et iii) des approbations de la Société pour passer à l'étape de la mise en valeur, entre autres.

Pour plus de renseignements sur les propriétés et les projets associés à nos réserves récupérables restantes, voir la notice annuelle datée du 5 mars 2010.

## ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

D'après leur évaluation arrêtée en date du 31 décembre 2009, le chef de la direction et le chef des finances de la Société ont conclu que nos 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 ») nous assurent que les informations que nous sommes tenus de présenter dans les rapports que nous déposons ou soumettons 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 décembre 2009, il ne s'était produit, pendant l'exercice 2009, aucun changement ayant nui considérablement ou pouvant, selon des estimations raisonnables, nuire considérablement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière (selon la définition des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). Nous continuerons d'évaluer régulièrement nos contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apporterons de temps à autre les modifications que nous jugerons nécessaires.

La Société a entrepris l'examen exhaustif de l'efficacité de ses mécanismes de contrôle interne régissant la présentation de l'information financière, selon le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (« COSO »). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, selon cette évaluation, les contrôles internes de l'information financière de la Société n'ont révélé aucune faiblesse d'importance.

Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Telle qu'elle est autorisée à le faire par la Securities and Exchange Commission, la direction a exclu Petro-Canada de son évaluation de l'efficacité des contrôles internes régissant la présentation de l'information financière de Suncor au 31 décembre 2009. Les actifs attribuables à Petro-Canada au 1<sup>er</sup> août 2009 représentent environ 50 % de l'actif total de Suncor au 1<sup>er</sup> août 2009 et les produits attribuables à Petro-Canada pour la période du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2009 représentent environ 25 % des produits totaux de Suncor durant l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

L'efficacité de nos contrôles internes sur la présentation de l'information financière au 31 décembre 2009 a été vérifiée par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, comme il est indiqué dans son rapport qui est compris

dans les états financiers consolidés vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes sur la présentation de l'information financière ne préviennent pas ou ne repèrent pas les inexactitudes. Il se peut même que les options jugées efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

## MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

### a) Écart d'acquisition et actifs incorporels

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la Société a adopté de façon rétroactive le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). Cette nouvelle norme, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement », est centrée sur les critères de comptabilisation des actifs dans les états financiers, y compris ceux qui sont générés à l'interne. L'incidence de l'adoption de cette norme a eu pour conséquence une modification de la classification de nos coûts liés aux arrêts de maintenance reportés qui ont été classifiés dans les autres actifs et amortis au cours de la période jusqu'aux prochains arrêts. Au 31 décembre 2008, le montant des immobilisations corporelles a été augmenté de 566 millions \$ et une réduction égale et compensatoire a été apportée au montant des autres actifs.

### b) Informations à fournir sur les instruments financiers

Le 30 septembre 2009, la Société a adopté de façon prospective les modifications apportées au chapitre 3862, « Instruments financiers – Informations à fournir » du *Manuel* de l'ICCA. Ce chapitre a été modifié de façon à inclure des exigences additionnelles quant aux informations à fournir sur les mesures de la juste valeur des instruments financiers et à rehausser les exigences portant sur les informations à fournir au sujet du risque de liquidité. Ces informations additionnelles à fournir par suite des modifications sont présentées à la note 4 des états financiers consolidés vérifiés au 31 décembre 2009.

### c) Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la Société a adopté les recommandations de l'Abrogé des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux (CPN 173) de l'ICCA portant sur la juste valeur des actifs financiers et des passifs

financiers. En vertu de l'Abrégé, le propre risque de crédit de l'entité et le risque de crédit de la contrepartie sont pris en compte dans la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. Le traitement comptable préconisé dans l'Abrégé doit être appliqué rétroactivement, sans retraitement des périodes antérieures. La Société a évalué le nouvel Abrégé et conclu que l'adoption de la nouvelle exigence n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers de Suncor.

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

En février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que les normes internationales d'information financière (« IFRS ») remplaceront les PCGR du Canada en 2011 pour les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes. Le cadre conceptuel des IFRS est semblable à celui des PCGR du Canada, mais les conventions comptables comportent d'importantes différences qu'il est nécessaire d'évaluer.

La Société a mené à bien l'intégration des projets de conversion aux IFRS de l'ancienne société Petro-Canada et de Suncor. Les activités clés ont porté, entre autres, sur l'intégration des plans de projet, l'examen de la documentation comptable, l'alignement des conclusions comptables relatives aux IFRS et la revue de la conception de la solution de systèmes d'information en parallèle mise en place par le groupe de Technologie de l'information.

La Société est actuellement engagée dans la phase de mise en œuvre de son projet IFRS et continue de progresser de manière à pouvoir respecter la date de basculement. Le tableau de la page suivante présente certaines activités de projet faisant partie de la phase de mise en œuvre et une évaluation des progrès. 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 décrites dans le tableau.

## Projet de conversion aux IFRS

Activité clé	Principaux jalons	État
<p><b>Préparation des états financiers :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Identifier les différences entre les PCGR du Canada et les IFRS.</li> <li>– Choisir les IFRS applicables à Suncor.</li> <li>– Élaborer un format de présentation des états financiers.</li> <li>– Quantifier les effets du changement dans les informations à fournir initialement aux termes des IFRS et dans les états financiers de 2010.</li> </ul>	<p>La haute direction et le comité de direction autorisent tous les principaux choix de conventions comptables internationales effectués en 2009.</p> <p>Élaborer une ébauche de présentation des états financiers à utiliser en 2009.</p>	<p>L'analyse technique intégrée des différences des IFRS est terminée.</p> <p>L'analyse initiale des choix de conventions comptables internationales s'est achevée et a été présentée à la haute direction, y compris une évaluation des exemptions de transition IFRS 1. Les analyses se poursuivront tout au long de 2010.</p> <p>Nous avons préparé une ébauche initiale d'états financiers pro-forma et nous continuons d'examiner les informations provisoires pour la société fusionnée.</p>
<p><b>Formation :</b></p> <p>Définir le niveau approprié de compétence exigé en ce qui a trait aux IFRS et le mettre en œuvre dans chacun des domaines suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Groupe responsable de la présentation de l'information financière et comptable.</li> <li>– Direction de Suncor.</li> <li>– Comité de vérification.</li> </ul>	<p>Le groupe responsable de la présentation de l'information financière et le personnel comptable suivront une formation en 2009, au besoin. Des séances de formation additionnelles seront prévues tout au long du projet, si le besoin s'en fait sentir.</p> <p>Formation de la direction et du comité de vérification de Suncor prévue en 2009.</p>	<p>Des séances de formation et de communication ont été tenues à l'intention des cadres supérieurs, du service de Présentation de l'information financière et de personnel clé au sein de l'entreprise.</p> <p>Les séances de formation et d'éducation se poursuivront dans toute la Société en 2010.</p> <p>Des comptes rendus et des séances de formation ont continué d'avoir lieu à intervalles réguliers pour les membres de la haute direction et du comité de vérification de la Société.</p> <p>Les informations à fournir selon les IFRS dans les états financiers et le rapport de gestion seront mises à jour tout au long du projet.</p>
<p><b>Infrastructure :</b></p> <p>Confirmer que les procédures et systèmes commerciaux sont conformes aux IFRS, y compris ce qui suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Mises à jour/changements de programme.</li> <li>– Cueillette des données aux fins de la communication de l'information.</li> </ul>	<p>Confirmer que les systèmes sont en mesure de répondre, en 2009, aux exigences de traitement parallèle de 2010 et identifier les éléments à corriger.</p> <p>La conformité des processus d'affaires et des systèmes aux IFRS sera confirmée tout au long du projet.</p>	<p>Le développement et l'essai initial de la solution de la Technologie de l'information approuvée pour les IFRS est en cours, y compris la création des comptes pour le traitement en parallèle.</p> <p>Nous avons identifié les processus d'affaires et entrepris des plans de mise en œuvre détaillés.</p>
<p><b>Environnement de contrôle :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Pour tous les changements de convention comptable identifiés, évaluer les incidences sur la conception et l'efficacité des contrôles.</li> <li>– Mettre en œuvre les changements appropriés.</li> </ul>	<p>Toutes les incidences sur l'efficacité de la conception et des contrôles clés sont évaluées dans le cadre de l'examen des différences clés avec les IFRS et du choix des conventions comptables pendant toute l'année 2009.</p>	<p>Nous avons achevé l'examen préliminaire de l'environnement de contrôle et nous ne prévoyons pas de changement important aux contrôles internes et sur la présentation de l'information financière.</p>
<p><b>Communications externes :</b></p> <p>Évaluer les effets, sur les communications externes, des principales modifications aux conventions comptables et aux états financiers en raison des IFRS.</p> <p>En particulier :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Confirmer que les communications aux investisseurs en 2011 sont conformes aux IFRS en ce qui a trait aux lignes directrices et aux résultats prévus.</li> <li>– Surveiller et mettre à jour les communications relatives au rapport de gestion.</li> <li>– Confirmer que le service des relations avec les investisseurs peut répondre aux questions sur les IFRS.</li> </ul>	<p>Analyser et publier les incidences des IFRS sur les états financiers tout au long du projet.</p>	<p>Les informations à fournir selon les IFRS dans le rapport de gestion seront mises à jour tout au long du projet.</p> <p>Le vice-président, Relations avec les investisseurs, fait partie du comité de direction de la conversion aux IFRS.</p>

La Société n'a pas encore déterminé toutes les incidences de l'adoption des IFRS. L'opinion préliminaire de la Société quant aux principales incidences des modifications de conventions comptables sur les états financiers consolidés de la Société est résumée ci-dessous. La liste et les commentaires ci-dessous ne doivent pas être considérés comme une énumération exhaustive des modifications qui résulteront du basculement aux IFRS. Cette information vise à faire ressortir les effets que la Société estime être les plus importants. Toutefois, l'analyse des modifications est toujours en cours et dans les cas où la Société dispose d'un choix de conventions comptables, les décisions n'ont pas encore toutes été prises. À cette étape-ci, la Société n'a pas encore quantifié les incidences sur les états financiers consolidés découlant de ces différences.

Il est à noter que la plupart des ajustements requis au moment du basculement aux IFRS seront faits de façon rétrospective, par rapport aux bénéfices non répartis d'ouverture dans le premier bilan comparatif. Les ajustements transitoires liés aux normes selon lesquelles les chiffres correspondants des exercices antérieurs n'ont pas besoin d'être retraités, car elles seront appliquées de façon prospective, seront effectués uniquement en date du premier jour de l'exercice transitoire.

Les IFRS 1, « Première adoption des normes internationales d'information financière », fournissent aux entités qui adoptent les IFRS pour la première fois un certain nombre d'exemptions facultatives et d'exceptions obligatoires, dans certains cas, aux exigences générales pour la pleine application rétrospective des IFRS. La Société analyse les différents choix de conventions dont elle dispose et appliquera celles qu'elle aura déterminées comme étant les plus appropriées compte tenu des circonstances de la Société.

### **Immobilisations corporelles**

La Norme comptable internationale 16 (IAS 16), « Immobilisations corporelles », et les PCGR du Canada comportent les mêmes principes de base, mais il existe cependant des différences. Les IFRS exigent que les composants importants d'une immobilisation soient amortis séparément et que la période d'amortissement débute lorsque l'actif est disponible pour utilisation. Les IFRS permettent aussi d'évaluer les immobilisations corporelles au moyen du modèle de la juste valeur ou du modèle du coût historique. La Société n'a pas l'intention d'adopter le modèle d'évaluation basé sur la juste valeur pour ses immobilisations corporelles.

Les IFRS 1 prévoient une exemption facultative selon laquelle une entité peut choisir de rétablir en tant que nouvelle base de coûts pour les immobilisations corporelles, leur juste valeur à la date de basculement. La Société n'a pas l'intention d'adopter cette exemption et

continuera d'évaluer ses immobilisations corporelles en fonction de leur coût.

### **Dépréciation d'actifs**

Les dépréciations aux termes de l'IAS 36, « Dépréciation d'actifs », sont basées sur les flux de trésorerie actualisés. En vertu des PCGR du Canada, si les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs d'un actif sont inférieurs à sa valeur comptable, une dépréciation est nécessaire et elle est alors déterminée en fonction de l'excédent de la valeur comptable sur les flux de trésorerie actualisés. Il n'existe pas de test portant sur les montants non actualisés en vertu des IFRS. Par conséquent, il pourrait y avoir des dépréciations plus fréquentes lorsque les valeurs comptables d'actifs auparavant justifiées en vertu des PCGR du Canada sur la base des flux de trésorerie non actualisés, ne pourraient être justifiées sur la base des flux de trésorerie actualisés.

En outre, aux termes de l'IAS 36, une évolution favorable des circonstances ayant donné lieu à la dépréciation d'un actif, autre que l'écart d'acquisition, déclencherait l'exigence de déterminer à nouveau le montant de la dépréciation et toute écriture de contrepassation serait alors comptabilisée dans les résultats dans la mesure où l'actif avait été préalablement déprécié. Aux termes des PCGR du Canada, les dépréciations ne peuvent faire l'objet d'écritures de contrepassation.

### **Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels**

L'IAS 37, « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », exige qu'une provision soit comptabilisée dans les cas suivants : une entité a une obligation actuelle résultant d'une transaction ou d'un événement passé; il est probable qu'une sortie de ressources soit nécessaire pour éteindre l'obligation; le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. « Probable » dans ce contexte signifie plus probable qu'improbable. En vertu des PCGR du Canada, les critères pour la comptabilisation dans les états financiers est « très probable », ce qui représente un seuil plus élevé que « probable ». Par conséquent, il est possible que certains passifs éventuels qui exigeraient une comptabilisation en vertu des IFRS ne soient pas comptabilisés en vertu des PCGR du Canada.

D'autres différences entre les IFRS et les PCGR du Canada existent en ce qui concerne l'évaluation des provisions, entre autres la méthodologie servant à déterminer la meilleure estimation dans les cas où une série de résultats sont possibles (les IFRS utilisent la médiane de la plage d'estimations, tandis que les PCGR du Canada utilisent le point inférieur de la plage) et l'exigence aux termes des IFRS concernant l'actualisation des provisions lorsque celles-ci sont importantes. De plus, les IFRS exigent que les modifications touchant le moment des obligations, les



estimations des flux de trésorerie et les taux d'actualisation soient appliquées de façon prospective. Les PCGR du Canada sont similaires; cependant, les modifications des taux d'actualisation dans le cas des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'appliquent seulement à l'augmentation additionnelle du passif et non pas au passif dans son ensemble.

#### **Paiement fondé sur des actions**

La norme IFRS 2, « Paiement fondé sur des actions », exige que les paiements fondés sur des actions versés au comptant aux employés soient évalués (à la fois initialement et au début de chaque période de déclaration) en fonction de la juste valeur des octrois. Les PCGR du Canada, en revanche, exigent que de tels paiements soient évalués en fonction de la valeur intrinsèque des octrois. Suncor s'attend à ce que cette différence ait une incidence sur l'évaluation comptable de certains de ses régimes d'encouragement des employés qui prévoient le versement de paiements au comptant.

#### **Impôts sur le résultat**

Aux termes de l'IAS 12, « Impôts sur le résultat », les impôts courants et différés sont normalement comptabilisés dans l'état des résultats, sauf dans la mesure où les impôts sont consécutifs à 1) un élément qui a déjà été comptabilisé directement dans les capitaux propres, que ce soit au cours de la même période ou d'une période différente, à 2) un regroupement d'entreprises ou 3) une transaction de paiement fondé sur des actions. Si un actif ou un passif fiscal différé est réévalué après sa comptabilisation initiale, l'incidence de la réévaluation est comptabilisée dans l'état des résultats, à moins qu'il ne se rapporte à un élément comptabilisé à l'origine dans les capitaux propres. La pratique qui consiste à comptabiliser l'impôt constaté lors d'une période ultérieure dans une rubrique identique à celle où a été constaté antérieurement le produit ou la charge à l'origine de l'effet fiscal est connue sous le nom de « backwards tracing ». Les PCGR du Canada interdisent cette pratique sauf dans le cas de regroupements d'entreprises et de restructurations financières.

#### **Avantages du personnel**

L'IAS 19, « Avantages du personnel », exige que l'élément lié au coût des services passés des régimes à prestations définies soit passé en charges de façon accélérée, les coûts des services passés acquis étant passés en charges immédiatement et les coûts des services passés non acquis étant comptabilisés en ligne droite jusqu'à ce que les avantages soient acquis. En vertu des PCGR du Canada, les coûts des services passés sont généralement amortis en ligne droite sur les années de service restantes moyennes prévues des employés actifs qui participent au régime. En outre, les gains et les pertes actuariels peuvent, aux termes de l'IAS 19, être comptabilisés directement dans les capitaux propres plutôt que dans les résultats. Les IFRS 1 offrent aussi l'option de comptabiliser l'ensemble des gains et des pertes actuariels cumulatifs existants à la date de basculement immédiatement dans les bénéfices non répartis.

#### **NORMES COMPTABLES CANADIENNES RÉCEMMENT PUBLIÉES**

##### **Regroupements d'entreprises**

En janvier 2009, l'ICCA a publié le chapitre 1582, « Regroupement d'entreprises », qui remplace le chapitre 1581. L'ICCA a publié simultanément le chapitre 1601, « États financiers consolidés » et le chapitre 1602, « Participations sans contrôle » qui remplacent le chapitre 1600 « États financiers consolidés ». L'application prospective des normes entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 et leur adoption anticipée est permise. Les nouvelles normes constituent une révision des directives sur l'évaluation comptable des actifs acquis, des passifs pris en charge et de l'écart d'acquisition, et sur la comptabilisation des participations sans contrôle au moment d'un regroupement d'entreprises. La Société a appliqué le chapitre 1581 au regroupement d'entreprises avec Petro-Canada. La Société continuera d'examiner l'opportunité d'appliquer le chapitre 1582 aux regroupements d'entreprises en 2010.

## SABLES PÉTROLIFÈRES

Notre secteur Sables pétrolifères, dont les activités sont concentrées dans le Nord-Est de l'Alberta, constitue la pierre angulaire de notre entreprise et représente aussi la majeure partie de nos actifs. Nos activités dans ce secteur consistent à récupérer du bitume en appliquant des techniques minières et *in situ* puis à valoriser le bitume produit en le transformant en charges d'alimentation de raffineries, en combustible diesel et en sous-produits. Notre plan commercial prévoit aussi la vente de bitume lorsque la conjoncture du marché s'y prête ou que les conditions opérationnelles le justifient. La plus grande partie des actifs du secteur Sables pétrolifères sont exploités par Suncor et lui appartiennent en totalité. À la suite de la fusion avec Petro-Canada, notre secteur Sables pétrolifères comprend aussi une participation de 12 % dans la coentreprise d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude, de même qu'une participation de 60 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills proposé.

La stratégie du secteur Sables pétrolifères repose sur les éléments suivants :

- Mise en valeur de concessions de longue durée qui contiennent d'importantes ressources de bitume.
- Approvisionnement en bitume à faible coût provenant de nos installations minières et *in situ* et d'installations de tiers aux termes d'accords, et valorisation de ce bitume en produits de pétrole brut à valeur ajoutée.
- Accroissement de la capacité de production grâce à des agrandissements par phase, à un accent soutenu sur l'excellence opérationnelle et à un souci d'assurer la sécurité au travail.
- Réduction de coûts grâce à l'application de techniques, à des économies d'échelle, à la gestion directe des projets de croissance, à la conclusion d'alliances stratégiques avec des fournisseurs clés et à l'amélioration continue de nos activités.
- Recherche de nouvelles applications technologiques en vue d'accroître la production, de comprimer les coûts et d'atténuer les incidences sur l'environnement.

## FAITS SAILLANTS

### Sommaire des résultats

Exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars, sauf indication  
contraire)

	2009	2008	2007
Produits (déduction faite des redevances)	<b>6 539</b>	8 639	6 175
Production (en excluant Syncrude) (en milliers de barils/jour)	<b>290,6</b>	228,0	235,6
Production de Syncrude (en milliers de barils/jour) <sup>(1)</sup>	<b>38,5</b>	—	—
Prix de vente moyen (en excluant Syncrude) (en \$/baril)	<b>61,26</b>	95,96	74,01
Bénéfice net	<b>557</b>	2 875	2 474
Bénéfice d'exploitation <sup>(2)</sup>	<b>1 066</b>	2 522	2 137
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(2)(3)</sup>	<b>1 251</b>	3 507	3 165
Total de l'actif	<b>37 553</b>	25 795	18 172
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	<b>(3 546)</b>	(6 996)	(4 248)
Composition des ventes (composition léger/lourd)	<b>47/53</b>	43/57	54/46
Charges d'exploitation décaissées (en excluant Syncrude) (en \$/baril) <sup>(2)</sup>	<b>33,95</b>	38,50	27,80
RCI (en pourcentage) <sup>(2)(4)</sup>	<b>4,2</b>	35,5	43,0
RCI (en pourcentage) <sup>(2)(5)</sup>	<b>2,5</b>	21,8	27,9

(1) Reflète les résultats des activités depuis la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.

(2) Mesures non définies par les PCGR. Se reporter aux pages 63 et 64.

(3) Le calcul de cette mesure a été révisé et les montants correspondants des périodes antérieures ont été retraités. Se reporter à la page 63.

(4) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours. Le calcul du rendement du capital investi (RCI) de nos secteurs d'exploitation est conforme au calcul du RCI consolidé, tel qu'il est rapproché sous Mesures financières non définies par les PCGR.

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

## Vue d'ensemble de 2009

- Les prix de référence faibles des marchandises et les pertes sur les contrats dérivés utilisés aux fins de gestion des risques ont considérablement réduit les prix réalisés par le secteur Sables pétrolifères en 2009. Le prix moyen du pétrole brut WTI en 2009 a été inférieur de 38 % au prix moyen atteint en 2008. Les contrats dérivés conclus pour protéger nos produits futurs ont eu en définitive une incidence négative sur nos résultats, le raffermissement ultérieur des prix ayant fait en sorte que les prix de règlement des contrats ont été inférieurs aux prix de référence.
- La production (en excluant la quote-part proportionnelle dans la production de la coentreprise Syncrude) s'est chiffrée en moyenne à 290 600 barils par jour en 2009, par rapport à 228 000 barils par jour en 2008, et a atteint un niveau record en novembre 2009. Les volumes de production ont augmenté en glissement annuel, surtout en raison de la fiabilité améliorée des usines de valorisation et de l'approvisionnement de bitume accru. Cependant, des travaux de maintenance non planifiés à la suite d'un incendie en décembre ont eu une incidence négative sur la production, et un autre incendie survenu en février 2010 réduira les volumes de production en 2010.
- Les charges d'exploitation décaissées de notre secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude) ont été en moyenne de 33,95 \$ par baril en 2009, contre 38,50 \$ par baril en 2008. Les coûts plus faibles en 2009 ont été principalement attribuables à l'accroissement de la production et à la diminution des prix du gaz naturel et des achats de bitume à des tiers. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation des charges d'exploitation due principalement à l'inclusion des coûts d'exploitation de MacKay River par suite de la fusion avec Petro-Canada.
- En réponse à l'incertitude sur le marché au début de 2009, un programme d'investissement révisé a donné lieu au report de certains projets de croissance du secteur Sables pétrolifères. Bien que le programme d'investissement de 2010 annoncé en novembre 2009 prévoit le redémarrage de certains projets, les coûts associés à la mise en veilleuse de projets ont totalisé 380 millions \$ avant impôts en 2009.

## Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup>

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, après impôts)	2009	2008	2007
Bénéfice net du secteur Sables pétrolifères, tel que présenté	557	2 875	2 474
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques	499	(372)	—
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	28	(5)	27
Frais de démarrage de projets	40	24	49
Incidence de réductions de taux d'imposition des bénéfices sur les passifs d'impôts futurs d'ouverture <sup>(2)</sup>	37	—	(413)
Coûts liés au report de projets de croissance	299	—	—
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada <sup>(3)</sup>	(438)	—	—
Incidence de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur <sup>(4)</sup>	5	—	—
Pertes et ajustements liés à des cessions importantes <sup>(5)</sup>	39	—	—
<b>Bénéfice d'exploitation du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>1 066</b>	<b>2 522</b>	<b>2 137</b>

(1) Mesure non définie par les PCGR. Pour une description du bénéfice d'exploitation, se reporter à la page 63.

(2) Au troisième trimestre de 2009, une augmentation des passifs d'impôts futurs a été enregistrée en raison d'une répartition provinciale révisée aux fins de l'impôt sur les bénéfices, par suite de la fusion avec Petro-Canada. Elle a été contrebalancée en partie, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, par une diminution du taux d'imposition de l'Ontario au quatrième trimestre de 2009, ce qui a entraîné une diminution des passifs d'impôts futurs. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés.

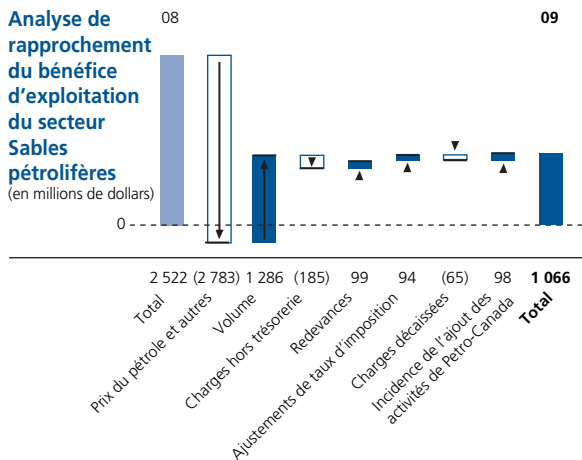
(3) Incidence de la valeur de règlement présumée affectée au contrat de traitement de bitume avec Petro-Canada au moment de la conclusion de la fusion (se reporter à la note 2 des états financiers consolidés).

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

(5) Inclut une perte constatée au moment de la cession au gouvernement provincial de l'Alberta d'un carrefour autoroutier construit par Suncor.

Le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères a été de 557 millions \$ en 2009, contre 2,875 milliards \$ en 2008 (2,474 milliards \$ en 2007). Le bénéfice d'exploitation pour 2009 a atteint 1,066 milliard \$, contre 2,522 milliards \$ en 2008 (2,137 milliards \$ en 2007). La diminution du bénéfice s'explique surtout par les prix réalisés moyens plus faibles pour les produits de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères, contrebalancés en partie par les volumes de production et de ventes accrus.

**Analyse de rapprochement du bénéfice d'exploitation du secteur Sables pétrolifères**  
(en millions de dollars)



La diminution des prix réalisés a reflété les prix de référence considérablement plus bas du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), ainsi que des pertes réalisées d'environ 315 millions \$ après impôts sur des contrats dérivés utilisés aux fins de gestion des risques car les prix de règlement ont été inférieurs aux prix de référence durant la majeure partie de l'exercice. Cette diminution a été contrebalancée en partie par un écart négatif moindre du prix de nos mélanges de brut peu sulfureux et de brut sulfureux par rapport au prix du WTI, les ventes accrues de produits de pétrole brut peu sulfureux de plus grande valeur et le dollar canadien plus faible.

**Production du secteur Sables pétrolifères**

Exercices terminés les 31 décembre

En milliers de barils par jour	2009	2008	2007	2006	2005
Production du secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude)	290,6	228,0	235,6	260,0	171,3
Syncrude <sup>(1)</sup>	38,5	—	—	—	—

(1) Reflète notre quote-part dans la production de Syncrude depuis la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.

La production moyenne du secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude) a été de 290 600 barils par jour en 2009, contre 228 000 barils par jour en 2008. La production accrue en 2009 tient surtout à la fiabilité améliorée de l'usine de valorisation et à l'approvisionnement de bitume accru. En outre, la production en 2008 avait été touchée négativement par des arrêts de maintenance planifiés et non planifiés de nos installations de valorisation et d'extraction, ainsi que par un plafond réglementaire imposé à nos activités *in situ* à Firebag, levé depuis en juillet 2008.

Par suite de la fusion, Suncor détient une participation de 12 % dans la coentreprise d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude, dont les installations sont situées à proximité des installations de sables pétrolifères existantes de Suncor à Fort McMurray, en Alberta, au Canada. Les activités à Syncrude ont représenté en moyenne une production additionnelle de 38 500 barils par jour de pétrole brut synthétique peu sulfureux au cours des cinq derniers mois de 2009.

La fusion avec Petro-Canada n'a pas entraîné d'augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude), car la production de l'installation MacKay River était historiquement incluse dans la production déclarée par Suncor entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 juillet 2009, en tant que volumes traités par Suncor aux termes d'un accord de frais de traitement. Toutefois, l'ajout de MacKay River a entraîné une hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères, car les volumes visés par l'accord de traitement n'étaient pas préalablement inclus dans les ventes entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 juillet 2009.

Les ventes se sont chiffrées en moyenne à 276 200 barils par jour en 2009, comparativement à 227 000 barils par jour en 2008. L'augmentation a été attribuable en grande partie à la production accrue des installations de sables pétrolifères de l'ancienne société Suncor et à l'ajout des volumes de ventes de MacKay River par suite de la fusion.

La production en 2009 a été réduite par des activités de maintenance non planifiées à la suite d'un incendie en décembre 2009 à l'une de nos usines de valorisation. Les volumes de production moyens totaux en 2009 ont été réduits d'environ 7 600 barils par jour en raison de cet incendie. Les réparations à l'usine de valorisation sont terminées et les activités sont revenues à la normale au début de février 2010.

Les prix de vente réalisés ont été en moyenne de 61,26 \$ le baril en 2009, par rapport à 95,96 \$ le baril en 2008. Cette baisse s'explique surtout par la diminution importante, de l'ordre de 38 %, du prix de référence moyen du pétrole brut WTI. Elle a été contrebalancée en partie par un écart négatif moindre du prix de nos mélanges de pétrole brut peu sulfureux et de pétrole brut sulfureux par rapport au prix du WTI, et une proportion accrue de produits de pétrole brut peu sulfureux à prix plus élevé dans la composition de nos ventes.

**Charges décaissées**

Les charges décaissées ont augmenté en glissement annuel, surtout en raison des coûts accrus associés aux volumes de production et des ventes plus élevées en 2009 comparativement à 2008, ainsi que des coûts additionnels liés aux activités de l'ancienne société Petro-Canada. Ces

facteurs ont été contrebalancés en partie par les coûts réduits de l'énergie utilisée comme intrant en raison des prix du gaz naturel plus bas et d'une diminution des achats de bitume à des tierces parties. De façon globale, la hausse des charges décaissées a réduit le bénéfice d'exploitation de 65 millions \$.

### **Redevances**

Les redevances à la Couronne de l'Alberta ont été moins élevées en 2009 comparativement à 2008, surtout en raison des prix de référence plus faibles du pétrole WTI, contrebalancés en partie par la production accrue. Les redevances du secteur Sables pétrolifères sont assujetties aux décisions qui seront prises à la suite de vérifications en cours pour 2009 et les exercices antérieurs. Les modifications apportées aux montants estimatifs préalablement enregistrés seront reflétées dans nos états financiers sur une base prospective et ces modifications pourraient être importantes. Pour plus de renseignements sur les redevances à la Couronne, se reporter aux pages 19 à 22.

### **Charges hors trésorerie**

Les charges hors trésorerie ont été plus élevées en 2009 qu'en 2008, surtout en raison de l'ajout des installations MacKay River et Syncrude par suite de la fusion avec Petro-Canada et de l'accroissement continu de l'assiette des coûts amortissables à la suite de la mise en service de nouveaux actifs durant l'exercice. Les charges hors trésorerie plus importantes ont réduit le bénéfice d'exploitation de 185 millions \$.

### **Taux d'imposition**

En raison d'une diminution du taux d'imposition effectif et du bénéfice imposable moindre du secteur Sables pétrolifères en 2009 comparativement à 2008, les ajustements de taux d'imposition ont entraîné une augmentation de 94 millions \$ du bénéfice d'exploitation.

### **Charges d'exploitation décaissées**

Les charges d'exploitation décaissées (en excluant Syncrude) ont augmenté pour atteindre 3,599 milliards \$ en 2009, contre 3,212 milliards \$ en 2008. Par baril, ces coûts ont diminué, ayant été de 33,95 \$ par baril en 2009 par rapport à 38,50 \$ par baril en 2008. La diminution des charges d'exploitation décaissées par baril est due à l'accroissement de la production et à la baisse des prix du

gaz naturel utilisé comme intrant. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation des charges opérationnelles en raison de l'inclusion des coûts d'exploitation de MacKay River à compter du 1<sup>er</sup> août 2009. Les charges d'exploitation décaissées par baril n'incluent pas les coûts liés au report de projets de croissance.

Les charges d'exploitation décaissées liées à notre participation dans l'installation Syncrude ont été en moyenne de 32,50 \$ par baril durant les cinq derniers mois de 2009. Les utilisateurs de cette information sont avisés que la mesure des charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude n'est pas nécessairement comparable à l'information similaire calculée par d'autres entités (y compris les propres charges d'exploitation décaissées par baril de Suncor en excluant Syncrude) en raison des différentes façons de faire des producteurs relativement au traitement des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation.

Pour plus de renseignements 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 prescrites par les PCGR, se reporter aux pages 63 et 64.

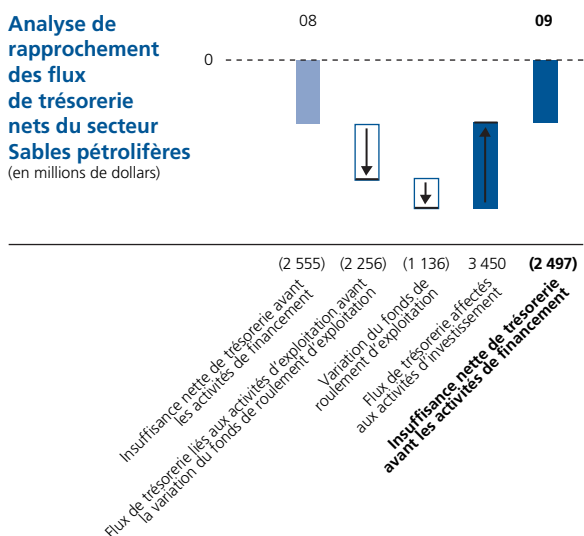
### **Analyse de l'insuffisance nette de trésorerie**

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 1,251 milliard \$ en 2009, contre 3,507 milliards \$ en 2008 (3,165 milliards \$ en 2007). La diminution est attribuable principalement aux mêmes facteurs que ceux qui ont touché le bénéfice d'exploitation.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué, ayant atteint 3,546 milliards \$ en 2009 par rapport à 6,996 milliards \$ en 2008 (4,248 milliards \$ en 2007). La diminution a été due principalement aux dépenses d'investissement réduites par suite du report de projets de croissance de la Société en réponse à la conjoncture économique. En 2009, les dépenses d'investissement ont porté surtout sur notre usine d'extraction à Steepbank et notre unité de soufre à Firebag.

Ce sont les principaux facteurs qui se sont traduits par une insuffisance de trésorerie nette de 2,497 milliards \$ en 2009, contre 2,555 milliards \$ en 2008 (déficience nette de trésorerie de 519 millions \$ en 2007).

**Analyse de rapprochement des flux de trésorerie nets du secteur Sables pétrolifères**  
(en millions de dollars)



**Expansion future**

En janvier 2009, en réponse à l'incertitude sur les marchés, nous avons reporté un certain nombre de nos projets de croissance, sous réserve d'un redémarrage de la construction. Le 13 novembre 2009, le Conseil d'administration de Suncor a approuvé le budget de dépenses en immobilisations de 2010 et la construction pour certains projets de croissance clés a repris.

La majeure partie des investissements dans la croissance en 2010 sera affectée à la troisième phase d'agrandissement de l'installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag, qui était achevée à environ 50 % avant d'être reportée au début de 2009. Suncor s'attend maintenant à ce que cette phase entre en production au deuxième trimestre de 2011 et à ce que les volumes augmentent graduellement par la suite, sur une période d'environ 18 mois, jusqu'à la capacité nominale d'environ 68 000 barils par jour de bitume. Des dépenses seront également affectées à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, pour laquelle on vise une entrée en production au quatrième trimestre de 2012. La quatrième phase a également une capacité nominale de 68 000 barils par jour. Le reste du capital de croissance en 2010 sera affecté à l'achèvement de la construction d'une unité de naphta à l'une de nos usines de valorisation, ce qui a pour effet d'améliorer la combinaison de produits.

Pour de plus amples renseignements, se reporter au tableau intitulé État des grands projets d'investissement à la page 18.

Le secteur Sables pétrolifères a continué d'engager des coûts liés à la mise en veilleuse de certains projets de croissance à la suite des révisions apportées par la Société à son budget de dépenses en immobilisations de 2009 en réponse aux conditions du marché plus tôt au cours de l'exercice. On entend par coûts de mise en veilleuse les

coûts liés au report de projets et au maintien du matériel et des installations dans un état sécuritaire de façon à pouvoir accélérer la reprise ultérieure des travaux. Par suite de la mise en veilleuse de projets du secteur Sables pétrolifères de la Société, des coûts avant impôts de 380 millions \$ ont été engagés en 2009. Suncor s'attend à ce que des coûts de mise en veilleuse additionnels de 150 millions \$ à 200 millions \$ avant impôts soient engagés en 2010, y compris les coûts liés à la reprise de certains projets de croissance qui avaient été mis en veilleuse.

**Révisions planifiées**

Une révision planifiée d'une durée d'environ 45 jours au deuxième trimestre de 2010 et une révision planifiée d'environ 35 jours au troisième trimestre de 2010 sont prévues à l'usine de valorisation 2.

**Incendie de février 2010**

L'une de nos usines de valorisation des sables pétrolifères a été endommagée par un incendie au début de février. Nous avons terminé notre évaluation et les réparations sont en cours. La Société prévoit que la production à l'usine de valorisation endommagée reprendra au début d'avril 2010.

Durant la période de réparation, la deuxième usine de valorisation devrait continuer de fonctionner normalement. La production combinée cible de pétrole brut synthétique et de bitume vendue directement sur les marchés durant cette période devrait atteindre environ 210 000 barils par jour en février et 230 000 barils par jour en mars (ces volumes n'incluent pas la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude). Selon l'évaluation des dommages et le calendrier des réparations, ainsi que les délais d'attente et les franchises applicables, la Société ne prévoit pas que les assurances joueront un rôle important pour atténuer les pertes liées à cet incident.

**Facteurs de risque influant sur le rendement**

Nos résultats financiers et d'exploitation 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 et de soutenir les dépenses en immobilisations dans un contexte d'instabilité des prix. Se reporter aussi à la rubrique Liquidité et sources de financement à la page 14.
- Approvisionnement de 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* pourraient avoir une incidence sur les objectifs de production de 2010.

- Le rendement des installations récemment mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage de nouveau matériel sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des activités de maintenance non planifiées.
- Notre capacité de gérer les coûts d'exploitation liés à la production. Les coûts d'exploitation sont soumis 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 d'exploitation, 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 réaliser 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 brut et du gaz naturel, des taux de change et des écarts de prix entre les pétroles bruts léger et lourd 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 23).
- 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 contrôler.
- 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 de croissance 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. La convention collective actuelle avec le syndicat expire le 30 avril 2010. Les négociations sont en cours.

D'autres facteurs de risque influant sur les activités générales de Suncor sont énumérés à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement à la page 23. Des risques, hypothèses et incertitudes additionnels sont exposés aux pages 65 et 66 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.



## GAZ NATUREL

Le secteur du Gaz naturel de Suncor, dont les activités sont concentrées dans l'Ouest du Canada, agit naturellement comme couverture des prix du gaz en compensant les achats de gaz naturel de la Société destinés à la consommation interne.

La stratégie du secteur Gaz naturel repose sur les éléments suivants :

- Rehausser la qualité de notre portefeuille d'actifs en cédant des actifs classiques non essentiels.
- Réduire la structure de coûts.
- Améliorer le rendement du capital investi grâce à une affectation plus efficiente du capital.
- Passer d'un accent sur l'exploration à un accent sur l'exécution afin de gérer notre consommation interne de façon fiable et rentable.

### FAITS SAILLANTS

#### Sommaire des résultats

Exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2009 <sup>(1)</sup>	2008	2007
Produits (déduction faite des redevances)	<b>681</b>	579	427
Production brute dans l'Ouest du Canada (en Mpi <sup>3</sup> équivalent gaz par jour)	<b>412</b>	220	215
Production brute dans les Rocheuses américaines (en Mpi <sup>3</sup> équivalent gaz par jour)	<b>34</b>	—	—
Prix de vente moyen du gaz naturel dans l'Ouest du Canada (en \$ par kpi <sup>3</sup> )	<b>3,70</b>	8,23	6,32
Prix de vente moyen du gaz naturel dans les Rocheuses américaines (en \$ par kpi <sup>3</sup> )	<b>3,93</b>	—	—
Bénéfice net (perte nette)	<b>(199)</b>	89	25
Bénéfice (perte) d'exploitation <sup>(2)</sup>	<b>(187)</b>	89	(12)
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(2)(3)</sup>	<b>329</b>	367	251
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	<b>(312)</b>	(316)	(532)
Total de l'actif	<b>5 003</b>	1 862	1 811
RCI (en pourcentage) <sup>(2)(4)</sup>	<b>(8,4)</b>	7,7	2,5

(1) Les montants pour 2009 incluent les résultats des activités de l'ancienne société Petro-Canada durant cinq mois, à compter de la clôture de la fusion le 1<sup>er</sup> août 2009.

(2) Mesures non définies par les PCGR. Se reporter aux pages 63 et 64.

(3) Le calcul de cette mesure a été révisé et les montants correspondants des périodes antérieures ont été retraités. Se reporter à la page 63.

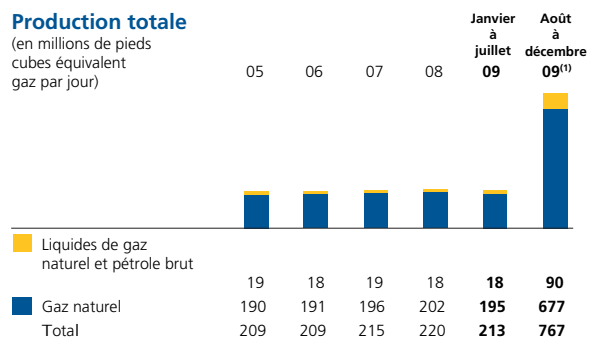
(4) Le calcul du rendement du capital investi (RCI) de nos secteurs d'exploitation est conforme au calcul du RCI consolidé, tel qu'il est rapproché sous Mesures financières non définies par les PCGR.

### Vue d'ensemble de 2009

- La faiblesse des prix de référence a considérablement réduit les prix réalisés par le secteur Gaz naturel en 2009. Le prix au comptant moyen du gaz naturel au carrefour AECO, en 2009, a été inférieur d'environ 50 % au prix moyen réalisé en 2008.
- La production post-fusion du secteur Gaz naturel de Suncor durant les cinq derniers mois de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 767 millions de pieds cubes (Mpi<sup>3</sup>) équivalent gaz par jour, dont 88 % de gaz naturel et 12 % de liquides de gaz naturel et de pétrole brut. La production liée aux activités d'exploitation de gaz naturel de l'ancienne société Suncor s'est élevée à 210 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour en 2009, comparativement à 220 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour en 2008.
- Suncor a entrepris des démarches visant la cession d'un certain nombre d'actifs gaziers producteurs non essentiels.
  - Le 31 décembre 2009, Suncor a conclu un accord portant sur la vente de la presque totalité de ses actifs pétroliers et gaziers producteurs dans les Rocheuses américaines en contrepartie de 517 millions \$ (494 millions \$ US) avant les ajustements de clôture. La vente a été conclue le 1<sup>er</sup> mars 2010.
  - Le 9 février 2010, Suncor a conclu un accord portant sur la vente de certaines propriétés de gaz naturel non essentielles situées dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique en contrepartie de 390 millions \$. La clôture de la vente devrait avoir lieu en mars 2010 et est assujettie aux modalités de clôture et aux approbations réglementaires habituelles.

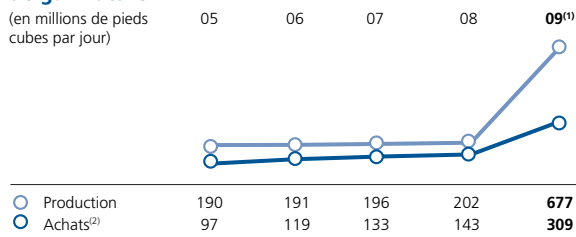
### Production totale

(en millions de pieds cubes équivalent gaz par jour)



## Production c. achats de gaz naturel

(en millions de pieds cubes par jour)



- (1) La production représente seulement les résultats des cinq mois d'activité après la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.
- (2) En 2009, les achats représentent la consommation interne de l'ensemble de nos installations nord-américaines, tandis qu'au cours des périodes antérieures, les achats destinés à la consommation interne incluaient seulement ceux de notre secteur Sables pétroliers.

## Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup>

Exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars, après impôts)

	2009	2008	2007
Bénéfice net (perte nette) présenté(e)			
par le secteur Gaz naturel	(199)	89	25
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	11	—	2
Incidence de l'ajustement de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs <sup>(2)</sup>	1	—	(39)
Bénéfice (perte) d'exploitation du secteur Gaz naturel	(187)	89	(12)

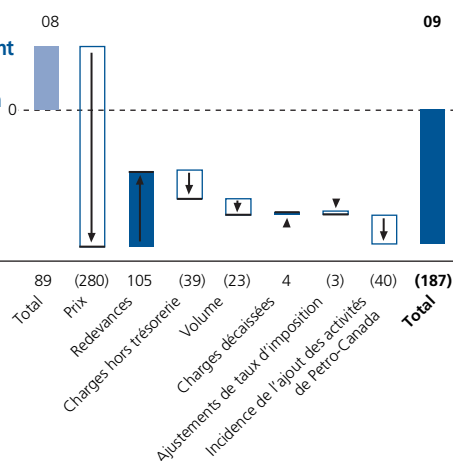
- (1) Mesure non définie par les PCGR. Pour une description du bénéfice d'exploitation, se reporter à la page 63.
- (2) Au troisième trimestre de 2009, les passifs d'impôts futurs ont augmenté en raison d'une répartition provinciale révisée aux fins de l'impôt sur les bénéfices par suite de la fusion avec Petro-Canada. Cette augmentation a été contrebalancée en partie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 par une diminution du taux d'imposition de l'Ontario au quatrième trimestre de 2009, ce qui a entraîné une diminution des passifs d'impôts futurs. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés.

Le secteur Gaz naturel a enregistré une perte nette de 199 millions \$ en 2009, contre un bénéfice net de 89 millions \$ en 2008 (bénéfice net de 25 millions \$ en 2007). La perte d'exploitation a été de 187 millions \$ en 2009, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 89 millions \$ en 2008 (perte d'exploitation de 12 millions \$ en 2007). La diminution du bénéfice a été attribuable principalement aux prix de référence considérablement plus faibles des marchandises, aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux et charges d'amortissement et d'épuisement plus élevés par suite de la fusion avec Petro-Canada, à la production réduite de l'ancienne société Suncor en raison de l'arrêt de production provisoire dans la région d'Elmworth, à la vente de certains actifs non essentiels au deuxième trimestre de 2009, à la diminution des produits liés au soufre et aux coûts accrus des forages improductifs. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la charge de redevances moins élevée en 2009 comparativement à 2008 en raison des produits plus faibles, de crédits de

redevances et de taux réduits liés à la mise en œuvre du nouveau cadre de redevances de l'Alberta.

## Analyse de rapprochement du bénéfice d'exploitation du secteur Gaz naturel

(en millions de dollars)



Le prix moyen réalisé du gaz naturel a été de 3,71 \$ le millier de pieds cubes (kpi<sup>3</sup>) en 2009, contre un prix moyen de 8,23 \$/kpi<sup>3</sup> en 2008, ce qui a reflété les prix de référence considérablement plus faibles du gaz naturel. Les prix réalisés ont également diminué dans le cas du pétrole brut et des liquides de gaz naturel, de même que du soufre, en raison des prix de référence plus faibles pour ces produits en 2009. L'effet net des écarts de prix a été une réduction de 280 millions \$ du bénéfice d'exploitation.

## Production de gaz naturel

Exercices terminés les  
31 décembre

Moyenne en Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour

	2009	2008	2007	2006	2005
Activités de l'ancienne société Suncor	210	220	215	209	209
Moyenne en Mpi <sup>3</sup> équivalent gaz par jour	2009 <sup>(1)</sup>				
Activités de l'ancienne société Petro-Canada dans l'Ouest du Canada	482				
Activités de l'ancienne société Petro-Canada dans les Rocheuses américaines	80				
Production totale de gaz naturel de l'ancienne société Petro-Canada	562				

- (1) La production pour 2009 représente les résultats durant cinq mois, à compter de la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.

Après la conclusion de la fusion avec Petro-Canada, la production de gaz naturel de Suncor durant les cinq derniers mois de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 767 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour, dont 88 % de gaz naturel et 12 % de liquides de gaz naturel et de pétrole brut. La production des installations de gaz naturel de l'ancienne société Suncor s'est élevée en moyenne à 210 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour en 2009, par rapport à 220 Mpi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour en 2008, la diminution

étant due principalement à l'arrêt de production provisoire dans la région d'Elmworth en raison des prix faibles des marchandises et à la vente de certains actifs non essentiels au deuxième trimestre de 2009.

### Charges décaissées

Les charges décaissées ont été moins élevées en 2009 qu'en 2008, surtout en raison de la production plus faible des installations de gaz naturel de l'ancienne société Suncor. Globalement, les charges décaissées moins importantes ont accru le bénéfice d'exploitation de 4 millions \$.

### Frais d'enlèvement et d'administration

(en dollars le millier de pieds cubes équivalent gaz)

	05	06	07	08	09 <sup>(1)</sup>
Administration	0,42	0,67	0,70	0,56	<b>0,53</b>
Enlèvement	0,86	0,91	1,26	1,38	<b>1,35</b>
<b>Total</b>	<b>1,28</b>	<b>1,58</b>	<b>1,96</b>	<b>1,94</b>	<b>1,88</b>

(1) Les montants pour 2009 incluent les résultats des activités de l'ancienne société Petro-Canada durant cinq mois, à compter de la clôture de la fusion le 1<sup>er</sup> août 2009.

### Charges hors trésorerie

Les charges hors trésorerie ont été plus élevées en 2009 qu'en 2008, surtout en raison des coûts accrus des forages improductifs en 2009. Globalement, les charges hors trésorerie accrues ont réduit le bénéfice d'exploitation de 39 millions \$.

### Redevances

Les redevances sur la production de gaz naturel, de liquides et de soufre se sont élevées à 85 millions \$ (0,53 \$/kpi<sup>3</sup> équivalent gaz) en 2009, en baisse par rapport à 175 millions \$ (2,17 \$/kpi<sup>3</sup> équivalent gaz) en 2008 (126 millions \$; 1,61 \$/kpi<sup>3</sup> équivalent gaz en 2007). La diminution de la charge de redevances en glissement annuel a été attribuable aux prix de référence considérablement plus bas des marchandises, à des crédits de redevances et à des taux de redevances réduits liés à la mise en œuvre du nouveau cadre de redevances de l'Alberta, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par l'accroissement de la charge de redevances par suite de la fusion. Pour une analyse plus détaillée, se reporter à la rubrique Redevances à la Couronne à la page 19.

Globalement, les redevances réduites ont accru le bénéfice d'exploitation de 105 millions \$.

### Analyse de l'excédent net (insuffisance nette) de trésorerie

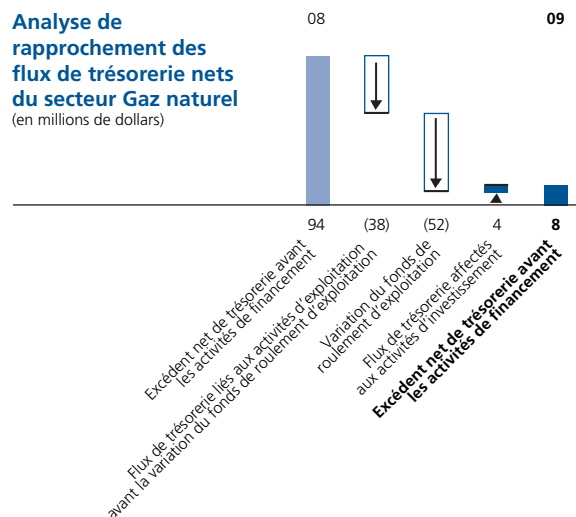
L'excédent net de trésorerie du secteur Gaz naturel s'est élevé à 8 millions \$ en 2009, comparativement à 94 millions \$ en 2008 (insuffisance nette de trésorerie de

262 millions \$ en 2007). Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont diminué, ayant atteint 329 millions \$ par rapport à 367 millions \$ en 2008 (251 millions \$ en 2007), en raison de l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant touché le bénéfice net, à l'exclusion de l'incidence des forages improductifs.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué, étant passés à 312 millions \$ par rapport à 316 millions \$ en 2008 (532 millions \$ en 2007), surtout en raison d'une activité de forage réduite en 2009, contrebalancée en partie par l'inclusion des résultats de l'ancienne société Petro-Canada durant cinq mois.

### Analyse de rapprochement des flux de trésorerie nets du secteur Gaz naturel

(en millions de dollars)



### Facteurs de risque influant sur le rendement

Nos résultats financiers et d'exploitation peuvent subir l'influence de multiples facteurs, dont les suivants :

- 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 et du crédit. Se reporter également à la rubrique Liquidité et sources de financement à la page 14.
- 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 la vente d'actifs dans un marché morose, pouvant entraîner des pertes à la cession d'actifs.

- Le risque lié à notre capacité de gérer notre transition de producteur de gaz classique à producteur de gaz non classique.
- 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 abrégé la période de

forage hivernale et se répercuter sur le forage printanier et estival, entraînant aussi des coûts accrus ou des retards dans la mise en service de nouvelles installations.

D'autres facteurs de risque influant sur les activités générales de Suncor sont énumérés à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement à la page 23. Des risques, hypothèses et incertitudes additionnels sont exposés aux pages 65 et 66 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.

## CÔTE EST DU CANADA

Suncor détient une position importante dans chaque projet pétrolier majeur actuellement en production au large de la côte Est du Canada. La Société détient une participation de 20 % dans Hibernia, de 27,5 % dans White Rose\* et de 22,7 % dans Hebron, en plus d'être exploitant de Terra Nova avec une participation de 34 %.\*\*

La stratégie du secteur Côte Est du Canada repose sur les éléments suivants :

- Atteindre des résultats opérationnels du premier quartile et maximiser les flux de trésorerie.
- Soutenir une production rentable grâce à des extensions des champs actuels et à l'ajout de champs satellites.
- Mettre en œuvre des projets de mise en valeur et d'exploration à potentiel élevé à proximité des champs actuels.

### FAITS SAILLANTS

#### Sommaire des résultats

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2009 <sup>(1)</sup>
Produits (déduction faite des redevances)	441
Production (en barils/jour)	58 000
Prix de vente moyen (en \$/baril)	76,86
Bénéfice net	112
Bénéfice d'exploitation <sup>(2)</sup>	111
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(2)</sup>	335
Total de l'actif	4 771
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(152)
RCI (en pourcentage) <sup>(2)(3)</sup>	10,7
RCI (en pourcentage) <sup>(2)(4)</sup>	6,5

- (1) Reflète les résultats des activités depuis la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.
- (2) Mesures non définies par les PCGR. Se reporter aux pages 63 et 64.
- (3) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours. Le calcul du rendement du capital investi (RCI) de nos secteurs d'exploitation est conforme au calcul du RCI consolidé, tel qu'il est rapproché sous Mesures financières non définies par les PCGR.
- (4) Inclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.

#### Vue d'ensemble de 2009

- Le volume de production total s'est chiffré en moyenne à 58 000 barils par jour durant les cinq derniers mois de 2009. La production a été inférieure à la capacité en raison d'activités de maintenance planifiées et non

planifiées, y compris le raccordement réussi de l'extension North Amethyst à White Rose.

- Le prix de vente moyen du pétrole brut a été de 76,86 \$ le baril durant les cinq derniers mois de 2009. Les prix de vente réalisés ont été touchés négativement par la faiblesse des prix de référence.

#### Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup>

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars, après impôts)	2009 <sup>(1)</sup>
Bénéfice net du secteur Côte Est du Canada, tel que présenté	112
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	2
Incidence de déductions de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs d'ouverture <sup>(2)</sup>	(20)
Incidence de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur <sup>(3)</sup>	17
<b>Bénéfice d'exploitation du secteur Côte Est du Canada</b>	<b>111</b>

- (1) Mesure non définie par les PCGR. Pour une analyse du bénéfice d'exploitation, se reporter à la page 63.
- (2) Au quatrième trimestre de 2009, une diminution des passifs d'impôts futurs a été enregistrée en raison d'une réduction du taux d'imposition de l'Ontario. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés.
- (3) Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion ont été vendus durant le troisième trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative non récurrente sur le bénéfice.

Le bénéfice net du secteur Côte Est du Canada en 2009 a été de 112 millions \$, tandis que le bénéfice d'exploitation a été de 111 millions \$. La production inférieure à la capacité de production en raison d'activités de maintenance planifiées et non planifiées, de même que le raccordement de l'extension North Amethyst à White Rose, ont aussi influé négativement sur le bénéfice durant la période.

#### Production nette du secteur Côte Est du Canada<sup>(1)</sup>

Période de cinq mois terminée le 31 décembre En barils par jour	2009
Terra Nova	20 800
Hibernia	27 200
White Rose	10 000
<b>Production nette totale du secteur Côte Est du Canada</b>	<b>58 000</b>

- (1) Production depuis la clôture de la fusion le 1<sup>er</sup> août 2009.

\* Suncor détient une participation de 26,125 % dans les extensions North Amethyst et West White Rose à White Rose.

\*\* Aux termes du Terra Nova Development and Operating Agreement, une nouvelle détermination des participations directes est nécessaire à la suite de l'atteinte du seuil de rentabilité. Les propriétaires travaillent à un processus qui permettra de déterminer ce que seront les participations futures. Ce processus est en cours.

Durant la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production du secteur Côte Est du Canada a atteint en moyenne 58 000 barils par jour. La production à Terra Nova s'est chiffrée à 20 800 barils par jour, la production ayant été touchée par des activités de maintenance planifiées et non planifiées en août, en septembre et au début d'octobre. La production à Hibernia s'est chiffrée en moyenne à 27 200 barils par jour durant la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, grâce à la forte capacité du gisement et à la fiabilité élevée des installations durant la période. La production à White Rose a été en moyenne de 10 000 barils par jour durant la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production ayant été touchée négativement par le temps d'arrêt planifié pour la maintenance et le raccordement de l'extension North Amethyst durant la période.

Les volumes de ventes durant la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009 ont été en moyenne de 58 000 barils par jour, ayant été touchés par les mêmes facteurs que ceux ayant influé sur la production, et le prix réalisé moyen du pétrole brut a été de 76,86 \$ le baril. Les charges hors trésorerie ont subi l'incidence d'une augmentation de la base d'amortissement des immobilisations pour Hibernia, White Rose et Terra Nova par suite de la répartition de la juste valeur au moment de la fusion. Les charges décaissées ont été conformes aux attentes durant la période.

### **Redevances**

Les redevances versées par le secteur Côte Est du Canada se sont élevées à 217 millions \$ (23,82 \$ par baril) en 2009, ce qui a représenté en moyenne 33 % des produits bruts. La production à Terra Nova a été assujettie à une redevance de niveau I à un taux de 30 % des produits nets et à une redevance de niveau II additionnelle à un taux de 12,5 % des produits nets. La production à White Rose a été assujettie à une redevance de niveau I à un taux de 20 % des produits nets à une redevance de niveau II à un taux de 10 % des produits nets. Le taux de redevances sur la production à Hibernia est passé de 5 % des produits bruts à 30 % des produits nets au cours de 2009 aux termes de la convention sur les redevances d'Hibernia et d'un protocole d'entente. En outre, la production à Hibernia a été assujettie à une participation du gouvernement fédéral dans les profits nets pouvant atteindre 10 % des produits nets.

Pour des renseignements plus détaillés sur les redevances à la Couronne, se reporter à la page 19.

### **Analyse de l'excédent net de trésorerie**

L'excédent net de trésorerie du secteur Côte Est du Canada s'est élevé à 149 millions \$ en 2009.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 335 millions \$ en 2009, ayant été touchés par les mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le bénéfice. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 152 millions \$, surtout pour les travaux dans le cadre des projets de croissance du secteur Côte Est du Canada, y compris les projets d'extension North Amethyst et Hibernia South.

### **État des projets de croissance**

L'installation de l'infrastructure sous-marine est terminée et le forage de développement se poursuit pour la portion North Amethyst des extensions de White Rose, où la production de pétrole devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2010. Le forage de développement à North Amethyst se poursuivra jusqu'en 2012.

Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet Hebron se sont poursuivies en 2009.

Le forage a débuté au cours de 2009 dans le cadre du projet d'extension sud du champ Hibernia, dans lequel la Société détient une participation de 19,5 % et une production soutenue devrait débuter au premier trimestre de 2010. Les dernières ententes fiscales ont été signées entre les coentreprises et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en février 2010.

Pour plus de renseignements, se reporter au tableau État des grands projets d'investissement à la page 18.

### **Révisions planifiées**

Au deuxième trimestre de 2010, nous prévoyons réaliser des révisions planifiées d'une durée d'environ 18 jours à Terra Nova et de 12 jours à Hibernia. De plus, nous prévoyons réaliser une révision planifiée d'une durée d'environ 20 jours à White Rose au troisième trimestre de 2010 et une révision planifiée d'une durée d'environ 10 jours à Terra Nova au quatrième trimestre de 2010.

### **Facteurs de risque influant sur le rendement**

Nos résultats financiers et d'exploitation peuvent subir l'influence de multiples facteurs, dont les suivants :

- 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 et 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 Liquidité et sources de financement à la page 14.

- 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 facteurs de risque influant sur les activités générales de Suncor sont énumérés à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement à la page 23. Des risques, hypothèses et incertitudes additionnels sont exposés aux pages 65 et 66 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.



## INTERNATIONAL

Les activités du secteur International de Suncor sont regroupées en deux grandes régions : la mer du Nord (secteurs britannique, néerlandais et norvégien) et les autres régions du secteur International (Libye, Syrie et zone extracôtière de Trinité-et-Tobago).

La stratégie du secteur International repose sur les éléments suivants :

- Atteindre une performance opérationnelle de premier quartile et maximiser les flux de trésorerie.
- Soutenir une production rentable grâce à des extensions des champs et à l'ajout de champs satellites.
- Mettre en œuvre des projets de mise en valeur et d'exploration à potentiel élevé à proximité des champs actuels.
- Procéder à la cession d'actifs non essentiels en mer du Nord (secteurs néerlandais et britannique), ainsi qu'à Trinité-et Tobago.

### FAITS SAILLANTS

#### Sommaire des résultats

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2009 <sup>(1)</sup>
Produits (déduction faite des redevances)	1 183
Production nette en mer du Nord (en bep/j)	76 500
Production nette des autres régions du secteur International (en bep/j)	44 300
Prix de vente moyen en mer du Nord (en \$/baril)	71,63
Prix de vente moyen dans les autres régions du secteur International (en \$/bep)	61,25
Bénéfice net	165
Bénéfice d'exploitation <sup>(2)</sup>	223
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(2)</sup>	616
Total de l'actif	9 913
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(483)
RCI (en pourcentage) <sup>(2)(3)</sup>	11,5
RCI (en pourcentage) <sup>(2)(4)</sup>	7,5

- (1) Reflète les résultats des activités depuis la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.
- (2) Mesures non définies par les PCGR. Se reporter aux pages 63 et 64.
- (3) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours. Le calcul du rendement du capital investi (RCI) de nos secteurs d'exploitation est conforme au calcul du RCI consolidé, tel qu'il est rapproché sous Mesures financières non définies par les PCGR.
- (4) Inclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.

#### Vue d'ensemble de 2009

- Les volumes de production nets se sont chiffrés en moyenne à 120 800 bep par jour durant les cinq derniers mois de 2009.

- La production en mer du Nord a été inférieure à la capacité en raison d'arrêts de maintenance planifiés. Après la réalisation de l'arrêt à Buzzard au troisième trimestre de 2009, la production n'a pas été rétablie jusqu'à pleine capacité aussi rapidement que prévu, mais cette installation fonctionnait de nouveau à la capacité attendue à la fin de l'exercice.
- La production en Libye a été touchée négativement par des contraintes liées à des contrats de l'OPEP.
- Le prix de vente moyen durant les cinq derniers mois de 2009 a été de 71,63 \$ le baril en mer du Nord et de 61,25 \$ le baril équivalent pétrole dans les autres régions du secteur International. Le prix de vente moyen combiné pour le secteur International durant cette période a été de 67,82 \$ le baril équivalent pétrole.
- Suncor a annoncé son intention de céder un certain nombre d'actifs non essentiels du secteur International. Les cessions proposées identifiées jusqu'ici portent sur la totalité des actifs à Trinité-et-Tobago et certains actifs non essentiels en mer du Nord, y compris tous les actifs aux Pays-Bas.

#### Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup>

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars, après impôts)	2009
Bénéfice net du secteur International, tel que présenté	165
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	8
Incidence de la comptabilisation de stocks acquis à leur juste valeur <sup>(2)</sup>	8
Pertes et ajustements liés à ces cessions importantes <sup>(3)</sup>	42
<b>Bénéfice d'exploitation du secteur International</b>	<b>223</b>

- (1) Mesure non définie par les PCGR. Pour une analyse du bénéfice d'exploitation, se reporter à la page 63.
- (2) Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion ont été vendus durant le troisième trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative non récurrente sur le bénéfice.
- (3) Ajustements apportés à la juste valeur d'actifs acquis dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada.

Le bénéfice net du secteur International a été de 165 millions \$ pour la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, tandis que le bénéfice d'exploitation durant la même période a atteint 223 millions \$. La production inférieure à la capacité en raison de travaux de maintenance planifiés et non planifiés, de même que les contraintes liées aux quotas de l'OPEP, ont influé négativement sur le bénéfice durant la période. Ces

facteurs sont été contrebalancés en partie par l'amélioration des prix réalisés.

### Production nette du secteur International<sup>(1)</sup>

Période de cinq mois terminée le 31 décembre

En bep par jour	2009
Secteur britannique de la mer du Nord	63 300
Secteur néerlandais de la mer du Nord	13 200
Mer du Nord	76 500
Autres régions du secteur International	44 300
<b>Production nette totale du secteur International</b>	<b>120 800</b>

(1) Production depuis la clôture de la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.

La production nette du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 120 800 bep par jour durant la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009. La production nette du champ Buzzard dans le secteur britannique de la mer du Nord s'est chiffrée en moyenne à 47 800 bep par jour durant la même période, ayant été touchée par un arrêt planifié de quatre semaines durant le troisième trimestre de 2009. Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, la production a atteint en moyenne 13 200 bep par jour durant la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009.

Les autres régions du secteur International comprennent des actifs producteurs en Libye et à Trinité-et-Tobago. La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 32 600 bep par jour au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, les volumes ayant été touchés par les contraintes liées aux quotas de production de l'OPEP. La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago a été en moyenne de 11 700 bep par jour durant la même période, en raison de la demande élevée du terminal de gaz naturel liquéfié Atlantic.

Le prix de vente moyen pour la production en mer du Nord a été de 71,63 \$ le baril au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, tandis que le prix de vente moyen pour la production des autres régions du secteur International a été de 61,25 \$ le baril équivalent pétrole.

Au cours de 2009, des arrêts de maintenance planifiés ont eu lieu aux installations Buzzard et Hanze en mer du Nord, ce qui s'est traduit par une production réduite. À la fin de septembre 2009, des activités de maintenance planifiées et non planifiées ont débuté à l'installation Triton dans le secteur britannique de la mer du Nord et ont duré jusqu'au début d'octobre, ce qui a touché la production globale en 2009.

### Charges décaissées

Les charges décaissées en 2009 ont été touchées par les coûts de maintenance engagés durant la période, ainsi que par les coûts du programme sismique continu en Libye.

### Charges hors trésorerie

Les charges hors trésorerie ont été touchées par l'accroissement de la base d'amortissement des immobilisations en raison de la répartition de la juste valeur au moment de la fusion et des coûts des forages improductifs au Royaume-Uni et aux Pays-Bas.

### Analyse de l'excédent net de trésorerie

L'excédent net de trésorerie du secteur International s'est élevé à 98 millions \$ en 2009. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont été de 616 millions \$ en 2009, ayant subi l'influence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le bénéfice. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 483 millions \$, surtout en raison des travaux réalisés pour l'avancement des projets de croissance du secteur International, y compris le projet d'amélioration à Buzzard et le projet gazier Ebla en Syrie.

### État des projets de croissance Syrie

Le projet gazier Ebla a continué de progresser conformément à l'échéancier en vue des premières livraisons de gaz au milieu de 2010 et la construction était achevée à 90 % à la fin de 2009. Cinq puits de gaz ont été complétés et sont maintenant prêts pour la production. L'acquisition de données sismiques 3D dans le champ Cherrife s'est achevée au troisième trimestre de 2009 et les données sont en train d'être interprétées. Par ailleurs, le levé sismique 3D dans le champ Ash Shaer s'est achevée au cours du deuxième trimestre de 2009 et les données sont également en train d'être interprétées. Pour plus de renseignements, se reporter au tableau État des grands projets d'investissement à la page 18.

### Libye

Le travail de mise en œuvre des projets associés aux nouveaux contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) en Libye a maintenant débuté et se concentre pour l'instant sur la préparation des programmes de mise en valeur des champs visés par les CEPP et le progrès du nouveau programme d'exploration. Le travail dans le cadre du programme d'exploration progresse avec la réalisation de sept levés sismiques au cours de 2009 et l'acquisition continue de données dans le pays par deux équipes sismiques. Les données sismiques acquises dans le cadre de levés de 2009 sont en cours de traitement. Le forage du premiers puits d'exploration devrait démarrer au début du deuxième trimestre de 2010.

### Cessions planifiées dans le secteur International

Dans le cadre de l'alignement stratégique de ses activités et sous réserve de l'approbation du Conseil d'administration, Suncor a l'intention de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels. Les cessions proposées identifiées jusqu'ici incluent tous les actifs à Trinité-et-Tobago et certains actifs non essentiels en mer du Nord, y compris tous les actifs aux Pays-Bas.

Le 25 février 2010, Suncor a signé un contrat portant sur la vente de ses actifs situés à Trinité-et-Tobago pour un produit de 396 millions \$ (380 millions \$ US). La vente devrait être conclue en mars 2010 et est assujettie aux modalités de clôture habituelles, à l'approbation du gouvernement de Trinité-et-Tobago et à d'autres approbations réglementaires.

### Révisions planifiées

Pour le deuxième trimestre de 2010, nous avons des révisions planifiées d'environ 14 jours à Buzzard, 14 jours à Triton, 14 jours à De Ruyter et 7 jours à Hanze. Pour le troisième trimestre de 2010, nous avons prévu des révisions planifiées d'environ 21 jours à Triton et 7 jours à Buzzard.

### Facteurs de risque influant sur le rendement

Nos résultats financiers et d'exploitation peuvent subir l'influence de multiples facteurs, dont les suivants :

- 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 des marchandises n'est pas prévisible et peut avoir une incidence considérable sur les produits. Les prix actuels des marchandises sont bien inférieurs au prix moyen réalisé au cours des trois derniers exercices.

- 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 pourraient entraîner des coûts accrus, des retards, ou l'abandon de projets.
- Les risques et les incertitudes associés à l'exploitation dans plusieurs pays étrangers ayant des systèmes politiques, fiscaux, économiques et sociaux différents. Ces risques peuvent réduire les produits, accroître les charges ou causer des retards, la nationalisation, l'expropriation ou l'abandon de production ou de projets.
- 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 Liquidité et sources de financement à la page 14.
- 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 facteurs de risque influant sur les activités générales de Suncor sont énumérés à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement à la page 23. Des risques, hypothèses et incertitudes additionnels sont exposés aux pages 65 et 66 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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 d'une capacité totale de 443 000 barils par jour, ainsi qu'une usine de lubrifiants qui est le premier producteur d'huiles de base pour lubrifiants au Canada. De plus, le secteur Raffinage et commercialisation vend des produits raffinés à des clients des circuits de détail, ainsi que des circuits commerciaux et industriels, 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, un important réseau national de relais routiers commerciaux au Canada et un circuit de vente de produits en vrac bien implanté. Les actifs incluent aussi des participations dans des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.

La stratégie du secteur Raffinage et commercialisation repose sur les éléments suivants :

- Accroître la rentabilité des activités de raffinage en améliorant la fiabilité des installations et les rendements en produits et accroître la flexibilité opérationnelle de façon à pouvoir traiter des charges d'alimentation diverses, y compris des produits de pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères.
- Créer des occasions de commercialisation en aval afin de retirer une plus grande valeur à long terme de la production du secteur Sables pétrolifères.
- Accroître la rentabilité de nos réseaux de vente au détail et de vente en gros.

## FAITS SAILLANTS

### Sommaire des résultats

Exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2009	2008	2007
Produits	<b>12 013</b>	9 419	8 391
Ventes de produits raffinés (en millions de litres)			
Essence	<b>9 975</b>	5 819	6 132
Total	<b>19 672</b>	11 529	12 228
Bénéfice net (perte nette)	<b>433</b>	(5)	442
Répartition du bénéfice d'exploitation :			
Raffinage et approvisionnement en produits	<b>347</b>	(43)	396
Commercialisation	<b>152</b>	37	36
Bénéfice (perte) d'exploitation total(e) <sup>(1)</sup>	<b>499</b>	(6)	432
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>(1)(2)</sup>	<b>963</b>	248	711
Total de l'actif	<b>10 568</b>	4 687	4 846
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	<b>(391)</b>	(256)	(491)
RCI (en pourcentage) <sup>(1)(3)</sup>	<b>7,5</b>	1,8	20,0
RCI (en pourcentage) <sup>(1)(4)</sup>	<b>7,5</b>	1,8	17,4

(1) Mesures non définies par les PCGR. Se reporter aux pages 63 et 64.

(2) Mesure non définie par les PCGR. Le calcul de cette mesure a été révisé et les montants correspondants des exercices antérieurs ont été retraités. Se reporter à la page 63.

(3) Exclut les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours. Le calcul du rendement du capital investi (RCI) de nos secteurs d'exploitation est conforme au calcul du RCI consolidé, tel qu'il est rapproché sous Mesures financières non définies par les PCGR. Les montants des exercices antérieurs n'ont pas été retraités pour le déplacement des activités de négociation de l'énergie du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations.

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

## Vue d'ensemble de 2009

- Solides résultats opérationnels et rendement financier positif en dépit d'une diminution de la demande de produits pétroliers au cours de 2009 étant donné la conjoncture défavorable.
- Après la clôture de la fusion avec Petro-Canada, les ventes totales de produits pétroliers raffinés de Suncor durant les cinq derniers mois de 2009 se sont élevées en moyenne à 84,8 millions de litres par jour, y compris des ventes additionnelles de 53,1 millions de litres par jour liées à la fusion.
- Accroissement considérable des ventes de produits raffinés en raison de l'ajout des raffineries d'Edmonton et de Montréal, de réseaux nationaux de vente au détail et de vente en gros et d'une entreprise de lubrifiants d'envergure internationale par suite de la fusion avec Petro-Canada.
- La performance observée de notre raffinerie d'Edmonton en 2009, à la suite d'améliorations apportées au cours des années antérieures, nous a permis de revoir à la hausse notre capacité nominale, qui est passée à 135 000 barils par jour par rapport à la capacité préalablement déclarée de 125 000 barils par jour. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010, l'utilisation de la raffinerie sera calculée sur la base de la capacité de 135 000 barils par jour.

## Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup>

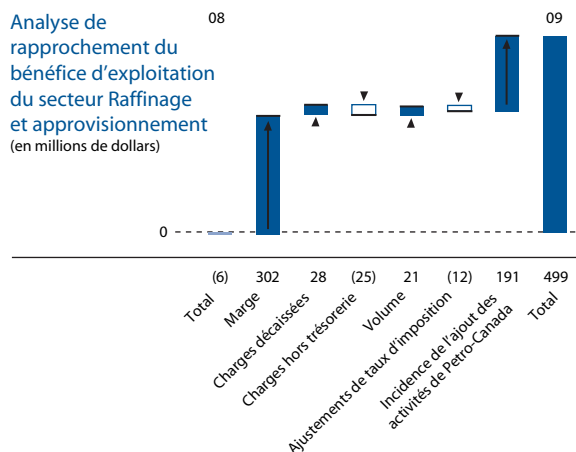
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, après impôts)	2009	2008	2007
Bénéfice (perte) net(te) du secteur Raffinage et approvisionnement, tel(le) que présenté(e)	433	(5)	442
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	17	(1)	7
Incidence de réductions de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs d'ouverture <sup>(2)</sup>	(19)	—	(17)
Coûts liés au report des projets de croissance	1	—	—
Incidence de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur <sup>(3)</sup>	67	—	—
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation</b>	<b>499</b>	<b>(6)</b>	<b>432</b>

- (1) Mesure non définie par les PCGR. Pour une analyse du bénéfice d'exploitation, se reporter à la page 63.
- (2) Au quatrième trimestre de 2009, une diminution des passifs d'impôts futurs a été enregistrée en raison d'une réduction du taux d'imposition de l'Ontario. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés.
- (3) Les stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion ont été vendus durant le troisième trimestre de 2009, ce qui a eu une incidence négative non récurrente sur le bénéfice.

Le bénéfice net du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté pour atteindre 433 millions \$ en 2009, contre une perte nette de 5 millions \$ en 2008 (bénéfice net de 442 millions \$ en 2007). Le bénéfice d'exploitation a été de 499 millions \$ en 2009, par rapport à une perte d'exploitation de 6 millions \$ en 2008 (bénéfice d'exploitation de 432 millions \$ en 2007). La hausse du bénéfice s'explique principalement par la fiabilité opérationnelle améliorée de nos raffineries existantes à Sarnia et à Commerce City, d'où des marges brutes plus élevées en 2009 qu'en 2008, et par l'ajout d'actifs liés à la fusion de la Société avec Petro-Canada au troisième trimestre de 2009. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence de la demande de produits pétroliers raffinés plus faible dans l'ensemble, étant donné l'état de l'économie en général.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités de raffinage et d'approvisionnement en produits a représenté 347 millions \$ en 2009, en hausse par rapport à une perte d'exploitation de 43 millions \$ en 2008. L'augmentation a été attribuable à la fiabilité opérationnelle améliorée à nos raffineries existantes à Sarnia et à Commerce City et à la production accrue en raison de l'ajout des raffineries d'Edmonton et de Montréal, ainsi que de l'usine de lubrifiants, par suite de la fusion. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence de la conjoncture faible en 2009, qui s'est traduite par une diminution de la demande de produits pétroliers raffinés.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités de commercialisation a représenté 152 millions \$ en 2009, en hausse par rapport à 37 millions \$ en 2008, en dépit d'une conjoncture faible. L'augmentation a été attribuable à l'ajout de réseaux nationaux de vente au détail et de vente en gros ainsi que d'activités dans le domaine des lubrifiants par suite de la fusion avec Petro-Canada au troisième trimestre de 2009.



## Volumes

Après la clôture de la fusion avec Petro-Canada, les ventes totales de produits pétroliers raffinés de Suncor durant les cinq derniers mois de 2009 se sont chiffrées en moyenne à 84,8 millions de litres par jour, y compris des ventes additionnelles de 53,1 millions de litres par jour par suite de la fusion. Malgré le fait que la croissance des ventes ait été restreinte en 2009 par la situation économique courante, les ventes totales de produits pétroliers raffinés provenant des activités de raffinage et de commercialisation de l'ancienne société Suncor se sont chiffrées en moyenne à 32,6 millions de litres par jour en 2009, contre 31,5 millions de litres par jour en 2008, ce qui a reflété la fiabilité améliorée des raffineries.

## Marges sur les combustibles

La fiabilité opérationnelle améliorée à nos raffineries de Sarnia et de Commerce City s'est traduite par des marges brutes plus élevées en 2009 comparativement à 2008, car nous avons été en mesure de traiter davantage de brut au lieu d'acheter des produits raffinés pour respecter nos engagements envers les clients, ce qui avait eu une incidence négative sur nos marges au cours de l'exercice correspondant.

## Charges décaissées et charges hors trésorerie

Les charges décaissées ont diminué de 28 millions \$ en 2009, surtout en raison des coûts plus faibles de l'énergie utilisée comme intrant, ainsi que des coûts de maintenance plus bas à nos raffineries de Sarnia et de Commerce City grâce à la fiabilité améliorée des installations. Les charges hors trésorerie ont augmenté de 25 millions \$ en 2009, surtout en raison d'une charge d'amortissement accrue associée aux projets récemment achevés et à l'annulation d'autres projets partiellement achevés. Globalement, les charges décaissées et les charges hors trésorerie plus basses ont accru le bénéfice d'exploitation de 3 millions \$ en 2009.

## Utilisation des raffineries

L'utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries, dans l'ensemble, s'est élevée en moyenne à 92 % en 2009 et l'utilisation des raffineries de l'ancienne société Suncor a été en moyenne de 96 %, comparativement à 97 % en 2008. Bien que l'utilisation moyenne des raffineries de l'ancienne société Suncor ait affiché un faible recul par rapport à 2008, cela est dû principalement à un accroissement de la capacité pour les deux raffineries à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009, contrebalancé par un volume accru de pétrole brut traité grâce à la fiabilité opérationnelle améliorée.

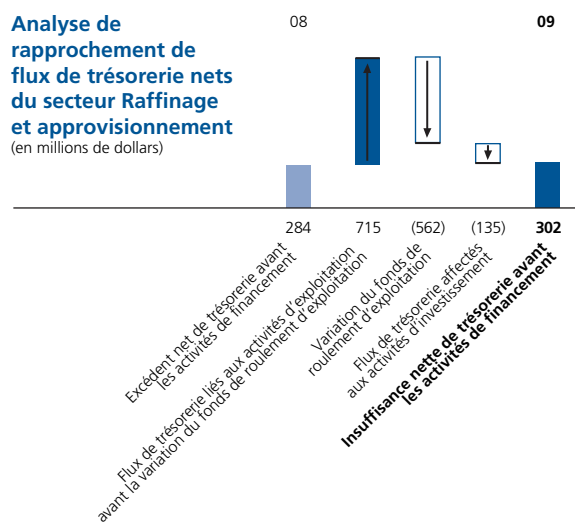
## Analyse de l'excédent net (insuffisance nette) de trésorerie

L'excédent net de trésorerie du secteur Raffinage et commercialisation a été de 302 millions \$ en 2009, contre 284 millions \$ en 2008 (insuffisance de 27 millions \$ en 2007). Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont élevés à 963 millions \$ en 2009, comparativement à 248 millions \$ en 2008 (711 millions \$ en 2007). La diminution a été due principalement aux mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le bénéfice net.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont atteint 391 millions \$ en 2009, contre 256 millions \$ en 2008 (491 millions \$ en 2007). L'augmentation a été due principalement à l'ajout des raffineries de Montréal et d'Edmonton et de l'usine de lubrifiants par suite de la fusion, ainsi qu'aux dépenses liées au maintien des activités courantes et aux projets de croissance dans les raffineries de l'ancienne société Suncor en 2009.

## Analyse de rapprochement de flux de trésorerie nets du secteur Raffinage et approvisionnement

(en millions de dollars)



## Facteurs de risque influant sur le rendement

Nos résultats financiers et d'exploitation peuvent subir l'influence de multiples facteurs, dont les suivants :

- 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 conjoncture.
- Certains risques sont associés à l'exécution des projets d'immobilisations, 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 de lubrifiants, de certaines de nos activités de terminal 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 et(ou) des travailleurs à contrat participant

à nos projets ou activités pourrait avoir un effet préjudiciable sur nos activités, notre situation financière, les résultats de nos activités et les flux de trésorerie.

D'autres facteurs de risque influant sur les activités générales de Suncor sont énumérés à la rubrique Facteurs de risque influant sur le rendement à la page 23. Des risques, hypothèses et incertitudes additionnels sont exposés aux pages 65 et 66 sous Mise en garde – renseignements de nature prospective.



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

Notre secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations inclut les activités liées à l'approvisionnement en énergie et à la négociation de l'énergie menées avec des tiers et les activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation. Il appuie aussi les objectifs de Suncor en matière de durabilité en gérant des investissements dans des projets d'énergie éolienne et élabore des stratégies visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

### Bénéfice d'exploitation<sup>(1)</sup>

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, après impôts)	2009	2008	2007
Bénéfice net (perte nette) présenté(e)	<b>78</b>	(822)	42
Perte (gain) de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	<b>(798)</b>	852	(215)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	<b>58</b>	(101)	(1)
Incidence de l'ajustement de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs <sup>(2)</sup>	<b>5</b>	—	42
Frais de fusion et d'intégration	<b>151</b>	—	—
<b>Perte d'exploitation</b>	<b>(506)</b>	(71)	(132)

(1) Mesure non définie par les PCGR. Pour une analyse du bénéfice d'exploitation, se reporter à la page 63.

(2) Au troisième trimestre de 2009, une augmentation des passifs d'impôts futurs a été enregistrée en raison d'une répartition provinciale révisée aux fins de l'impôt sur les bénéfices, par suite de la fusion avec Petro-Canada. Elle a été contrebalancée en partie, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, par une diminution du taux d'imposition de l'Ontario au quatrième trimestre de 2009, ce qui a entraîné une diminution des passifs d'impôts futurs. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés.

Le bénéfice net du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a été de 78 millions \$ en 2009, contre une perte nette de 822 millions \$ en 2008 (bénéfice net de 42 millions \$ en 2007). Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a enregistré une perte d'exploitation de 506 millions \$ en 2009, par rapport à 71 millions \$ en 2008 (132 millions \$ en 2007). Les résultats ont reflété la charge d'intérêts nette plus élevée en 2009 en raison de la dette additionnelle acquise dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada et des intérêts débiteurs de 437 millions \$ sur les emprunts contractés pour financer les projets de croissance. En 2009, les intérêts débiteurs ont été passés en charges durant la période de mise en veilleuse des projets, alors qu'en 2008 les intérêts avaient été capitalisés. Par ailleurs, les résultats de 2009 ont reflété le bénéfice moindre lié aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie et une augmentation des profits éliminés sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs en amont et le secteur Raffinage et commercialisation, lorsque ce pétrole fait toujours partie des stocks du secteur Raffinage et commercialisation.

### Sommaire des résultats

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2009	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)	<b>78</b>	(822)	42
Perte d'exploitation			
Siège social	<b>(457)</b>	(118)	(138)
Approvisionnement en énergie et négociation de l'énergie	<b>44</b>	56	9
Éliminations intersectorielles	<b>(93)</b>	(9)	(3)
<b>Perte d'exploitation totale</b>	<b>(506)</b>	(71)	(132)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation	<b>(695)</b>	(65)	(90)
Total de l'actif	<b>1 938</b>	184	(320)
Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement	<b>213</b>	(22)	(91)
Bénéfice net lié à l'énergie renouvelable	<b>28</b>	28	31

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

Exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars, sauf indication  
contraire)

	2009	2008	2007
Règlement de contrats physiques non négociés	8 008	11 295	2 931
Règlement de contrats physiques négociés	20	—	—
Gains (pertes) sur instruments dérivés négociés	(70)	127	(39)
Gains à l'évaluation de stocks	47	—	—
<b>Produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie</b>	<b>8 005</b>	<b>11 422</b>	<b>2 892</b>
Règlement de contrats physiques non négociés	(7 929)	(11 331)	(2 871)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(13)	(11)	(10)
<b>Bénéfice (avant impôts) lié aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie</b>	<b>63</b>	<b>80</b>	<b>11</b>

Ces activités incluent la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de produits raffinés et de sous-produits, ainsi que l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Ces activités ont donné lieu à un bénéfice avant impôts de 63 millions \$ en 2009, comparativement à 80 millions \$ en 2008 (11 millions \$ en 2007). Des profits de commercialisation et de négociation ont été obtenus principalement en transportant du pétrole brut vers des marchés plus intéressants et en détenant du pétrole brut en stockage en

vue de réaliser des prix futurs plus élevés. Le bénéfice plus faible en 2009 a été principalement attribuable aux instruments financiers dérivés conçus pour protéger la valeur des positions physiques. Une partie des gains réalisés en 2008 sur les instruments financiers dérivés, déterminés à leur juste valeur, est contrebalancée par les pertes réalisées sur les positions physiques en 2009. Pour plus de renseignements sur nos activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie, se reporter à la page 23.

## Énergie renouvelable

Nos participations dans le domaine de l'énergie renouvelable comportent quatre projets d'énergie éolienne et la plus grande usine d'éthanol du Canada selon le volume de production. Le bénéfice net lié à l'énergie renouvelable s'est élevé à 28 millions \$ en 2009, comparativement à 28 millions \$ en 2008 (31 millions \$ en 2007).

Nos quatre projets d'énergie éolienne, situés en Saskatchewan, en Alberta et en Ontario, ont une capacité de génération totale de 147 mégawatts, ce qui permet de compenser l'équivalent de 284 000 tonnes de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) par année.

La capacité de l'usine d'éthanol St. Clair est actuellement de 200 millions de litres par année, ce qui permet de compenser l'équivalent de 300 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par année. Un agrandissement de l'usine d'éthanol, qui devrait doubler sa capacité de production, est en cours au coût de 120 millions \$ et devrait être achevé au premier trimestre de 2011.

## PERSPECTIVES

Au cours de 2010, la direction se concentrera sur les priorités suivantes :

- **Excellence opérationnelle.** Mettre l'accent sur l'excellence opérationnelle afin d'améliorer la gestion de la sécurité des personnes et des procédés, l'excellence environnementale et la durabilité, la fiabilité et le personnel.
- **Continuer de mettre l'accent sur la prévention.** Poursuivre les efforts visant à repérer et à réduire les risques potentiels en matière de sécurité opérationnelle et à mettre en œuvre des normes d'hygiène et de santé au travail améliorées à l'échelle de toute la Société.
- **Renforcer le bilan.** Les dépenses en immobilisations budgétées pour 2010 sont de l'ordre de 5,5 milliards \$, le critère d'investissement clé étant les flux de trésorerie liés à l'exploitation prévus à court terme. L'application du produit des cessions planifiées à la réduction de la dette nette devrait contribuer à l'atteinte d'un ratio cible de deux fois les flux de trésorerie liés à l'exploitation.
- **Poursuivre les efforts visant à réduire l'intensité de l'impact sur l'environnement.** Nous prévoyons remettre en état les premiers bassins de résidus de l'industrie par leur restauration en une surface carrossable. De plus, le travail de développement d'une technologie de remise en état accéléré se poursuivra.

### Mise à jour des perspectives de production publiées le 4 février 2010

L'une de nos usines de valorisation de sables pétrolifères a été endommagée par un incendie en février 2010. Les réparations sont en cours et la Société s'attend à ce que la production à l'usine de valorisation endommagée reprenne au début d'avril 2010.

Durant la période de réparation, la deuxième usine de valorisation de la Société devrait continuer de fonctionner normalement. La production combinée cible de pétrole brut synthétique et de bitume vendue directement sur les marchés durant cette période devrait atteindre environ 210 000 barils par jour en février et 230 000 barils par jour en mars (ces volumes n'incluent pas la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude). Par conséquent, les perspectives de production de Suncor publiées le 4 février 2010 seront touchées et seront mises à jour au moment de la publication des résultats du premier trimestre de la Société le 4 mai 2010.

Cette mise à jour contient des énoncés prospectifs qui se reconnaissent au mot « cible » ou à d'autres expressions similaires qui évoquent des attentes ou des projections au sujet de l'avenir. Les énoncés prospectifs sont fondés sur les objectifs, les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses actuels de Suncor, établis à la lumière de ses expériences et des risques, incertitudes et autres facteurs liés à ses activités. Les hypothèses utilisées pour établir nos niveaux de production cibles et nos perspectives de production sont basées sur les résultats cumulatifs de l'exercice en cours et les meilleures estimations de la direction pour le reste de l'exercice.

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

- **L'approvisionnement en bitume.** La qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations *in situ* peuvent avoir une incidence sur l'atteinte des niveaux de production cibles en 2010.
- **Le rendement des installations récemment mises en service.** Les taux de production durant la période de rodage initiale du matériel sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance non planifiées.
- **La maintenance non planifiée.** Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires à l'un de nos actifs d'exploitation minière, de production, de valorisation, de raffinage, de transport par pipeline ou d'exploitation extracôtère.
- **La maintenance planifiée.** Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des événements imprévus ayant des répercussions sur le moment ou la durée des activités de maintenance planifiées.
- **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 en raison de quotas imposés par l'OPEP.

Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque, pouvant faire en sorte que les résultats réels soient différents, se reporter à la page 23.

## MESURES FINANCIÈRES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans ce rapport de gestion ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Ces mesures financières n'ayant pas de définition normalisée, elles peuvent ne pas être comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous incluons les flux de trésorerie liés à l'exploitation (montants en dollars et par action), le rendement du capital investi (RCI) et les charges d'exploitation décaissées et totales par baril car les investisseurs peuvent utiliser ces données dans leur analyse du rendement d'exploitation, du niveau d'endettement et de la liquidité. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement préparées conformément aux PCGR.

### Bénéfice d'exploitation

Le bénéfice (la perte) d'exploitation représente le bénéfice net (la perte nette) compte non tenu de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de gestion des risques, du gain (de la perte) de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains, de l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions, de l'incidence d'ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs, des frais liés au démarrage ou au report de projets de croissance ni des incidences découlant de la fusion avec Petro-Canada. La Société utilise la mesure du bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation. Se reporter à la page 13 pour un rapprochement du bénéfice net consolidé et du bénéfice d'exploitation consolidé.

### Flux de trésorerie liés à l'exploitation par action ordinaire

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont exprimés compte non tenu de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont la même mesure que celle des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement qui est incluse dans les états financiers consolidés. Depuis le troisième trimestre de 2009, les flux de trésorerie liés à l'exploitation tiennent compte de l'incidence de la variation de la juste valeur à la fois des tranches à court terme et à long terme des instruments dérivés sur marchandises et de la rémunération à base d'actions (antérieurement seule l'incidence sur les tranches à long terme était incluse). La Société estime que ces informations seront plus utiles aux investisseurs et qu'elles permettent une meilleure comparabilité entre Suncor et les autres sociétés qui font des ajustements similaires liés aux instruments dérivés sur marchandises ou à la rémunération à base d'actions. Les montants comparables des périodes antérieures ont été retraités. Un rapprochement du bénéfice net et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement est fourni dans les données sectorielles, qui font partie de nos états financiers consolidés.

Exercices terminés les 31 décembre	2009	2008	2007
Flux de trésorerie liés à l'exploitation (en millions de dollars)	<b>2 799</b>	4 057	4 037
Nombre pondéré d'actions en circulation – de base (en millions d'actions)	<b>1 198</b>	932	922
Flux de trésorerie liés à l'exploitation – de base (en dollars par action)	<b>2,34</b>	4,36	4,38

## RCI

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf RCI)	2009	2008	2007
<b>Bénéfice net ajusté</b>			
Bénéfice net	<b>1 146</b>	2 137	2 983
Ajouter : charges (produits) de financement après impôts	<b>(509)</b>	852	(179)
	A	<b>637</b>	2 989
<b>Capital investi – début de l'exercice</b>			
Dette à court terme et dette à long terme, moins trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>7 226</b>	3 248	1 849
Capitaux propres	<b>14 523</b>	11 896	9 084
	B	<b>21 749</b>	15 144
<b>Capital investi – fin de l'exercice</b>			
Dette à court terme et dette à long terme, moins trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>13 377</b>	7 226	3 248
Capitaux propres	<b>34 111</b>	14 523	11 896
	C	<b>47 488</b>	21 749
<b>Capital investi moyen<sup>(1)</sup></b>	D	<b>35 128</b>	18 447
<b>Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours</b>	E	<b>10 655</b>	5 149
<b>RCI (en pourcentage)<sup>(2)</sup></b>	A/(D-E)	<b>2,6</b>	22,5
			29,3

(1) Le capital investi moyen pour 2008 et 2007 est calculé selon une moyenne simple (B+C)/2. En 2009, en raison de l'important capital investi ayant été acquis au cours de l'exercice par suite de la fusion avec Petro-Canada, le capital investi moyen est maintenant calculé selon une moyenne mensuelle pondérée.

(2) L'augmentation du capital investi suite à la fusion avec Petro-Canada a fait diminuer de façon importante le rendement du capital étant donné que le calcul ne comprend que cinq mois de résultats liés aux activités de l'ancienne société Petro-Canada.

## Charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères – ensemble des activités<sup>(1)</sup>

(non vérifié)	2009		2008		2007	
	(en millions \$)	(en \$/baril)	(en millions \$)	(en \$/baril)	(en millions \$)	(en \$/baril)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	<b>4 277</b>		3 204		2 439	
Moins : coûts du gaz naturel, variation des stocks, rémunération à base d'actions et autres charges	<b>(400)</b>		(524)		(301)	
Moins : frais de mise en veilleuse	<b>(380)</b>		—		—	
Moins : opérations non monétaires	<b>(66)</b>		(111)		(102)	
Moins : charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>(199)</b>		—		—	
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>107</b>		55		40	
Charges décaissées	<b>3 339</b>	<b>31,50</b>	2 624	31,45	2 076	24,15
Gaz naturel	<b>252</b>	<b>2,40</b>	438	5,25	307	3,55
Bitume importé (à l'exclusion des autres achats de produits déclarés)	<b>8</b>	<b>0,05</b>	150	1,80	8	0,10
Charges d'exploitation décaissées	<b>3 599</b>	<b>33,95</b>	3 212	38,50	2 391	27,80
Frais de démarrage de projets	<b>51</b>	<b>0,45</b>	35	0,40	60	0,95
Charges d'exploitation décaissées totales	<b>3 650</b>	<b>34,40</b>	3 247	38,90	2 451	28,75
Amortissement et épuisement	<b>850</b>	<b>8,00</b>	580	6,95	462	5,40
Charges d'exploitation totales	<b>4 500</b>	<b>42,40</b>	3 827	45,85	2 913	34,15
Production (en milliers de barils par jour)	<b>290,6</b>		228,0		235,6	

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

Tous les énoncés et autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, y compris les déclarations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, 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 », « croît », « 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 objectifs de production de Suncor sont fondés sur les 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 à ces objectifs de production, se reporter à la page 61.

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 par baril du secteur Sables pétrolifères ne sont pas prescrites par les PCGR. Étant donné que ces mesures financières n'ont pas de définition normalisée, elles peuvent ne pas être comparables aux mesures similaires

présentées par d'autres sociétés. Suncor inclut ces mesures financières non définies par les PCGR afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour l'analyse du rendement d'exploitation, du niveau d'endettement et de la liquidité. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement préparées conformément aux PCGR. Pour une description plus détaillée de ces mesures, se reporter aux pages 63 et 64.

Les risques, incertitudes et autres facteurs qui pourraient toucher les résultats réels comprennent, entre autres, les risques, incertitudes et autres facteurs décrits tout au long de ce rapport de gestion et ceux qui suivent : l'instabilité du marché qui affecte les capacités de Suncor à 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'incapacité de Suncor de mener à bien les cessions planifiées; les risques politiques, économiques et socio-économiques associés aux activités à l'étranger (incluant les quotas de production de l'OPEP); l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur 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; 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 par suite de la fusion avec Petro-Canada; et les risques liés à l'intégration de Petro-Canada et à l'évaluation inexacte de la valeur de Petro-Canada. 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 déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis à [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Le lecteur est invité à se reporter en outre aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

## RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Il incombe à la direction de Suncor Énergie Inc. de préparer et de présenter les états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. aux pages 71 à 116 ainsi que toutes les informations financières connexes contenues dans le rapport annuel, y compris le rapport de gestion.

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Ils comprennent certains montants fondés sur des estimations et des hypothèses portant sur des questions non encore résolues à la fin de l'exercice. Les informations financières présentées ailleurs dans le rapport annuel sont conformes à celles qui sont contenues dans les états financiers consolidés.

De l'avis de la direction, les états financiers consolidés ont été préparés suivant les règles de l'art dans les limites raisonnables de l'importance relative et dans le cadre des principales conventions comptables qui ont été adoptées par la direction et qui sont résumées aux pages 71 à 76. Dans le cas où il existe d'autres méthodes comptables, la direction a retenu les conventions qui, selon elle, conviennent le mieux aux circonstances. Pour assumer ses responsabilités quant à l'intégrité et à la fiabilité des états financiers, la direction tient à jour un système de contrôles internes et s'appuie sur ce système, qui est conçu pour garantir que les opérations sont dûment autorisées et inscrites, que les actifs sont protégés contre tout usage ou toute cession non autorisés et que les passifs sont constatés. Ces contrôles comprennent des normes de qualité relatives à l'embauche et à la formation des salariés, des politiques et procédures officielles, un code de conduite interne et un programme de conformité connexe conçu pour déceler et surveiller les situations risquant d'entraîner des conflits d'intérêts, l'intégrité, notamment des registres comptables et des informations financières, et l'obligation pour les salariés et les membres de la direction de rendre compte de leur rendement dans des sphères de responsabilité appropriées et bien définies.

Par ailleurs, le système de contrôles internes est soutenu par le personnel professionnel du service de la vérification interne, qui procède à des vérifications périodiques de l'information financière de la Société.

La Société retient les services d'experts indépendants en matière de pétrole, GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Limited et RPS Energy Plc, chargés de procéder à des évaluations indépendantes des ressources et des réserves de pétrole et de gaz.

Le comité de vérification du Conseil d'administration, actuellement composé de six administrateurs indépendants, s'assure de l'efficacité des systèmes d'information financière, des systèmes d'information de gestion, des systèmes de contrôles internes et des vérificateurs internes de la Société. Il recommande au Conseil d'administration la candidature des vérificateurs externes devant être nommés par les actionnaires à chaque assemblée annuelle et s'assure de l'indépendance et de l'efficacité de leur travail. De plus, il passe en revue, conjointement avec la direction et les vérificateurs externes, les questions importantes liées à l'information financière, le mode de présentation et l'incidence des risques et incertitudes importants, ainsi que les estimations et hypothèses clés de la direction qui pourraient avoir de l'importance pour l'information financière. Le comité de vérification nomme les experts indépendants en matière de pétrole. Il se réunit au moins une fois par trimestre pour examiner et approuver les états financiers intermédiaires avant leur publication, ainsi qu'une fois l'an pour examiner les états financiers et le rapport de gestion annuels, la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor et les estimations annuelles des réserves, de même que pour recommander l'approbation de ces documents au Conseil d'administration. Les vérificateurs internes et PricewaterhouseCoopers s.r.l/s.e.n.c.r.l. peuvent communiquer en tout temps avec la Société, le comité de vérification et le Conseil d'administration.



**Richard L. George**  
Président et  
chef de la direction



**Bart Demosky**  
Chef des Finances

Le 26 février 2010

Le rapport suivant présenté par la direction porte sur le contrôle interne de la Société à l'égard de la présentation de l'information financière (selon la définition de la règle 13a-15(f) de la loi intitulée *U.S. Securities Exchange Act of 1934*) :

## RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

1. La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière.
2. Le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Telle qu'elle est autorisée à le faire par la Securities and Exchange Commission, la direction a exclu Petro-Canada de son évaluation de l'efficacité des contrôles internes régissant la présentation de l'information financière au 31 décembre 2009. Les actifs attribuables à Petro-Canada au 1<sup>er</sup> août 2009 représentaient environ 25 % de l'actif total de Suncor au 1<sup>er</sup> août 2009, et les produits attribuables à Petro-Canada pour la période du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 décembre 2009 représentaient environ 25 % des produits totaux de Suncor durant l'exercice terminé le 31 décembre 2009.
3. La direction s'est fondée sur le cadre établi dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway pour procéder à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.
4. La direction a procédé à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009 et a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace à cette date. De plus, selon cette appréciation, la direction a établi qu'il n'existait pas de faiblesses importantes du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009. En raison de leurs limitations inhérentes, il est possible que les systèmes de contrôle interne à l'égard de l'information financière ne puissent prévenir ou trouver les inexactitudes, et même les systèmes réputés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.
5. L'appréciation de la direction de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009 a fait l'objet d'une vérification par les vérificateurs indépendants PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comme l'indique le rapport des vérificateurs figurant dans les présentes.



**Richard L. George**  
Président et  
chef de la direction



**Bart Demosky**  
Chef des Finances

Le 26 février 2010

## RAPPORT DES VÉRIFICATEURS INDÉPENDANTS

### AUX ACTIONNAIRES DE SUNCOR ÉNERGIE INC.

Nous avons procédé aux vérifications intégrées des états financiers consolidés de Suncor Énergie Inc. pour les exercices 2009, 2008 et 2007 et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2009. Nos opinions, fondées sur nos vérifications, sont présentées ci-après.

#### États financiers consolidés

Nous avons vérifié les bilans consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») aux 31 décembre 2009 et 2008 ainsi que les états consolidés des résultats, du résultat étendu, de l'évolution des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications des états financiers de la Société aux 31 décembre 2009 et 2008 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous estimons que nos vérifications constituent une base raisonnable pour l'expression de notre opinion.

À notre avis, les états financiers consolidés dont il est question ci-dessus donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2009 et 2008, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

#### Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons également vérifié le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009 en nous fondant sur les critères établis dans le rapport *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway. La direction de la Société est responsable du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui est incluse dans le Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification du contrôle interne à l'égard de l'information financière a été effectuée conformément aux normes établies par le Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, à tous les égards importants. Une vérification du contrôle interne à l'égard de l'information financière comprend l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation du risque de faiblesses importantes, la mise en œuvre de tests et l'évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en se fondant sur le risque estimé ainsi que la mise en œuvre d'autres procédés que nous jugeons nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre vérification constitue une base raisonnable pour l'expression de notre opinion.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est le processus visant à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société s'entend des principes et procédures qui : i) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; iii) fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation

ou cession non autorisée des actifs de la société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est soit interdite, soit détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou d'une détérioration du niveau de respect des politiques ou des procédures.

Tel que décrit dans le Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction a exclu Petro-Canada de son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009 parce que l'entreprise a été acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises en 2009. Nous avons aussi exclu Petro-Canada de notre vérification du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les actifs attribuables à Petro-Canada au 1<sup>er</sup> août 2009 représentaient environ 50 % de l'actif total de la Société au 1<sup>er</sup> août 2009, et les produits attribuables à Petro-Canada pour la période du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 décembre 2009 représentaient environ 25 % du total des produits la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

À notre avis, la Société a maintenu, à tous les égards importants, un contrôle efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2009, selon les critères établis dans le rapport *Internal Control – Integrated Framework* publié par le COSO.

*PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.*

**PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.**

Comptables agréés

Calgary (Alberta)

Le 26 février 2010

## **SUNCOR ÉNERGIE INC.**

### **SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES**

#### **a) Principes de consolidation et préparation des états financiers**

Les présents états financiers consolidés sont préparés et présentés en dollars canadiens, conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada, lesquels diffèrent à certains égards des PCGR des États-Unis. Ces différences sont quantifiées et expliquées à la note 23.

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Suncor Énergie Inc. et de ses filiales, de même que la part proportionnelle de l'actif, du passif, des capitaux propres, des produits, des charges et des flux de trésorerie de ses coentreprises (la « Société »). Les filiales sont définies comme des entités dans lesquelles la Société détient une participation conférant le contrôle, dont elle est le commandité ou à l'égard desquelles elle inscrit la majeure partie des pertes ou des gains prévus.

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement relativement aux actifs, aux passifs, aux produits et aux charges. Ces estimations portent surtout sur des opérations et des événements non réglés à la date des états financiers. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque les événements futurs se concrétisent. Les estimations importantes utilisées dans la préparation des états financiers comprennent, sans s'y limiter, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les impôts sur les bénéfices, les avantages sociaux futurs, l'évaluation des instruments dérivés, les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel et l'amortissement et l'épuisement afférent, et l'évaluation de l'écart d'acquisition.

Certains chiffres correspondants des périodes précédentes ont été reclassés selon la présentation adoptée pour l'exercice écoulé.

#### **b) Produits**

Les produits de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits achetés et de produits pétroliers raffinés sont constatés lorsque le titre de propriété est cédé au client et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les produits tirés de la production de pétrole et de gaz naturel sont constatés déduction faite des redevances payables aux gouvernements et aux autres propriétaires d'intérêts miniers et les produits tirés des propriétés dans lesquelles la Société a une participation avec d'autres producteurs sont constatés sur la base de la participation directe nette de la Société. Les ventes intersectorielles du pétrole brut et du gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et incluses, pour l'information sectorielle, dans les produits du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert; ces montants sont éliminés à la consolidation.

Les résultats des activités internationales menées en vertu de contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) sont constatés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société dans de telles activités. En vertu des CEPP, la Société et les autres partenaires non gouvernementaux, le cas échéant, payent toutes les charges d'exploration et une part proportionnelle des dépenses en immobilisations pour l'exploration et la mise en valeur des concessions. Chaque CEPP établit des conditions précises selon lesquelles la Société peut, d'une part, récupérer de tels coûts (récupération des coûts pétroliers) et, d'autre part, participer aux bénéfices tirés de la production (bénéfices pétroliers). La récupération des coûts pétroliers est déterminée conformément à une formule généralement limitée à un pourcentage spécifié de la production au cours de chaque exercice. Les bénéfices pétroliers sont la part restante de la production après déduction de la récupération des coûts pétroliers et ils sont partagés entre les participants à la coentreprise et le gouvernement de chaque pays. La récupération des coûts pétroliers, les bénéfices pétroliers et les montants relatifs à tous les impôts sur les bénéfices à payer de la Société en vertu des lois du pays concerné sont constatés à titre de produits des ventes. Tous les autres montants qui reviennent au gouvernement, à part les impôts sur les bénéfices, sont considérés comme des droits de redevances.

#### **c) Frais de transport**

Les frais de transport facturés aux clients sont classés à titre de produits et les frais de transport afférents sont classés dans les frais de transport dans les états consolidés des résultats.

#### **d) Conversion de devises**

Les activités du secteur International, les activités de raffinage et de commercialisation et de gaz naturel aux États-Unis et les activités de la compagnie d'assurance captive de la Société sont considérées comme autonomes et sont converties en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période, tandis que les produits et les charges sont convertis aux taux de change moyens de la période. Les gains ou pertes de change sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu dans les états consolidés du résultat étendu.

Autrement, les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la fin de la période. Les gains et les pertes de change qui en résultent sont imputés aux résultats. À l'exception des soldes ayant trait à des activités autonomes, les autres actifs et l'amortissement et l'épuisement afférent, les autres passifs, les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les gains et les pertes de change qui en résultent sont imputés aux résultats.

#### **e) Impôts sur les bénéfices**

Suncor se conforme à la méthode du report variable. Les impôts sur les bénéfices futurs sont comptabilisés en tenant compte de l'incidence de tout écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs ou des passifs, selon le taux d'impôt en vigueur ou pratiquement en vigueur. Les soldes cumulés des impôts futurs sont ajustés pour tenir compte de la variation des taux d'impôt pratiquement en vigueur, et l'ajustement est passé en résultat net au cours de la période où la variation survient. Les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution des dépenses connexes.

#### **f) Bénéfice par action**

Le bénéfice par action se calcule en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le bénéfice dilué par action reflète la dilution qui pourrait se produire si les options sur actions, sauf les options sur actions avec méthode de versement au comptant, étaient exercées. Le bénéfice dilué par action se calcule au moyen de la méthode du rachat d'actions, qui suppose que tout produit généré par l'exercice d'options sur actions dans le cours servirait à l'achat d'actions ordinaires au prix moyen du marché pour la période. Un élément de passif et une charge sont comptabilisés pour les options sur actions avec méthode de versement au comptant. Par conséquent, l'émission potentielle des actions ordinaires associées à ces options sur actions n'est pas incluse dans le calcul du bénéfice dilué par action.

#### **g) Trésorerie et équivalents**

La trésorerie et les équivalents se composent principalement des liquidités en banque, de dépôts à terme, de certificats de dépôt et de tous les autres placements hautement liquides d'une durée d'au plus trois mois au moment de l'achat.

#### **h) Stocks**

Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés, autres que les stocks détenus aux fins de négociation, sont évalués au coût (selon la méthode du premier entré, premier sorti – PEPS) et la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants. Les coûts comprennent les dépenses directes et indirectes engagées pour amener un article ou un produit à son état et à son emplacement actuels. Les matières et fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

Les stocks détenus aux fins de négociation dans les activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie de la Société sont reportés à la juste valeur moins les coûts de vente et toute variation de la juste valeur est comptabilisée sous les gains ou les pertes dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie dans les états consolidés des résultats.

#### **i) Placements**

Les placements dans les sociétés sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation.

#### **j) Immobilisations corporelles**

##### **Coût**

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût.

La Société suit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les frais d'exploration et les frais de mise en œuvre pour ses activités de production de pétrole et de gaz naturel. Selon cette méthode, les coûts d'acquisition des biens prouvés et non prouvés sont capitalisés. Les coûts des biens non prouvés sont virés aux biens prouvés au moment de la confirmation de réserves prouvées. Les frais d'exploration, y compris les frais de géologie et de géophysique, sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Les frais de forage d'exploration sont d'abord capitalisés. S'il est établi que le puits ne contient pas de réserves prouvées, les frais de forage d'exploration capitalisés sont passés en charges, à titre de coûts de forages improductifs, à ce moment.

Les frais de mise en valeur, incluant les frais de mise en valeur des installations de production, qui comprennent les coûts du matériel de tête de puits, les frais de forage d'extension, les frais pertinents de géologie et de géophysique, les coûts des usines à gaz et des installations de manutention, les plateformes extracôtières et les structures sous-marines, les unités de valorisation, les usines d'extraction et les coûts d'acquisition ou de construction des installations et du matériel de soutien, sont capitalisés.



Les frais engagés pour exploiter et entretenir les puits et le matériel, et pour extraire le pétrole et le gaz et les amener à la surface, sont passés en charges à titre de charges d'exploitation.

La mise en valeur des activités minières des sables pétrolifères est capitalisée lorsque les coûts sont récupérables et qu'ils offrent un bénéfice futur identifiable.

Les coûts engagés après le début des activités d'exploitation sont passés en charges. Les arrêts de maintenance majeure planifiés et les charges qui augmentent la capacité ou prolongent la vie utile des actifs sont capitalisés.

### **Capitalisation des intérêts**

Les intérêts débiteurs liés à des projets d'investissement majeurs sont capitalisés dans les immobilisations corporelles. La capitalisation des intérêts cesse lorsque les immobilisations sont essentiellement achevées et sur le point d'entrer en production. La capitalisation des intérêts est interrompue pendant qu'une activité est mise en veilleuse. Les intérêts incorporés ne peuvent dépasser les intérêts réels engagés au cours de la période.

### **Contrats de location**

Les contrats de location qui confèrent la presque totalité des avantages et des risques de propriété à la Société sont inscrits à titre de contrats de location-acquisition et sont classés à titre d'immobilisations corporelles avec la dette à long terme qui s'y rattache. Tous les autres contrats sont classés à titre de contrats de location-exploitation aux termes desquels les frais de location sont passés en charges dans la période où ils sont engagés.

### **Amortissement et épuisement**

L'amortissement et l'épuisement liés aux immobilisations corporelles des installations productrices de pétrole et de gaz sont calculés selon la méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse. Les coûts d'acquisition des propriétés non prouvées de gaz naturel et de brut classique sont amortis sur la durée de la location jusqu'à confirmation des réserves prouvées. Les coûts liés au forage et à la mise en valeur sont amortis sur les réserves prouvées mises en valeur restantes. Les coûts d'acquisition de propriétés prouvées sont amortis sur les réserves prouvées restantes.

Les coûts liés au matériel minier et roulant sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur ou selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes allant de deux à 20 ans, tandis que les installations d'extraction minière et de valorisation et autres biens et équipement, y compris les contrats de location en cours, sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes allant de quatre à 40 ans. Les usines à gaz, les installations de traitement centralisé des activités des sables pétrolifères *in situ* et les installations et l'équipement de soutien sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile, allant de trois à 30 ans.

Les dépenses en immobilisations associées aux projets de mise en valeur importants ne font pas l'objet d'un amortissement tant que les installations ne sont pas achevées et que la production commerciale n'a pas débuté.

Les immobilisations corporelles liées aux activités de raffinage et de commercialisation sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile. Les raffineries et l'usine de lubrifiants, ainsi que leurs ajouts, sont amortis sur une période moyenne de 30 ans, les stations-service et le matériel connexe sur une période de quatre à 20 ans et les pipelines et autre matériel sur une période de trois à 40 ans.

Les taux d'amortissement et d'épuisement liés à tous les coûts capitalisés associés à l'ensemble des activités de la Société sont revus au moins une fois par année, ou lorsque des événements ou des situations se présentent et ont une incidence sur les coûts capitalisés, les réserves ou la durée de vie estimative.

Le coût lié aux arrêts de maintenance majeure est capitalisé et amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période menant au prochain arrêt, ce qui peut varier de trois à neuf ans.

### **Dépréciation**

Les immobilisations corporelles subissent un test de dépréciation lorsque, d'après les événements ou conditions, il semble que leur valeur comptable nette pourrait ne pas être recouvrable à l'aide des flux de trésorerie estimatifs futurs non actualisés. S'il est établi que la valeur recouvrable nette estimative est inférieure à la valeur comptable nette, celle-ci est ramenée à la juste valeur au cours de la période au moyen d'une imputation aux résultats.

### **Cessions**

Les gains ou les pertes découlant de la cession d'immobilisations corporelles non liées au pétrole et au gaz sont reportés dans les résultats. Dans le cas d'immobilisations corporelles relatives au pétrole et au gaz, les gains ou les pertes sont reportés dans les

résultats s'il s'agit de cessions importantes ou de la cession d'un bien en entier. Toutes les autres cessions d'immobilisations corporelles liées au pétrole et au gaz sont imputées à l'amortissement et à l'épuisement.

#### **k) Regroupement d'entreprises et écart d'acquisition**

Les acquisitions sont comptabilisées au moyen de la méthode d'acquisition prescrite dans le chapitre 1581 du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). Selon cette méthode, la contrepartie de l'achat du regroupement est affectée aux actifs, passifs et passifs éventuels identifiables à leur juste valeur en date de l'acquisition.

L'écart d'acquisition, qui n'est pas amorti, représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur et il est attribué aux unités d'exploitation appropriées. La valeur comptable de l'écart d'acquisition est soumise à un test de dépréciation annuellement ou plus souvent si les événements économiques le justifient, en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable, incluant l'écart d'acquisition. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, une perte de valeur de l'écart d'acquisition est constatée égale à l'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur la juste valeur de l'écart d'acquisition.

#### **l) Actifs incorporels**

Les actifs incorporels, autre que l'écart d'acquisition, comprennent les listes de clients et la valeur de la marque acquises et sont inclus dans le montant reporté à l'origine, moins l'amortissement cumulé. Les actifs incorporels qui ont une durée de vie utile définie sont amortis sur leur durée de vie utile prévue, allant de cinq à 10 ans. Les actifs incorporels qui ont une durée de vie utile indéfinie ne sont pas assujettis à l'amortissement. La durée de vie utile prévue des actifs incorporels est évaluée annuellement et, si nécessaire, des modifications de la durée de vie utile sont prises en compte de manière prospective.

La valeur comptable des actifs incorporels ayant une durée de vie utile définie est soumise à un test de dépréciation, dès que des événements ou de nouvelles circonstances indiquent que la valeur comptable pourrait ne pas être récupérable. Les actifs incorporels ayant une durée de vie utile indéfinie sont soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus souvent si les événements économiques indiquent que la valeur comptable pourrait être inférieure à la juste valeur. Si la valeur récupérable nette estimée ou la juste valeur est inférieure à la valeur comptable nette, une dépréciation est comptabilisée pour la période et constatée à titre de charge dans les résultats.

#### **m) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations**

Un passif est constaté au titre des obligations futures liées à la mise hors service des immobilisations de la Société. La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est actualisée. Le montant est capitalisé au titre du coût de l'actif connexe et passé en charges sur la durée de vie utile de celui-ci. Le passif augmente en raison de la désactualisation jusqu'à ce que la Société règle l'obligation. Les modifications apportées à l'obligation estimée découlant des révisions du moment ou du montant estimé des flux de trésorerie non actualisés sont constatées à titre de charges dans l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations et des actifs connexes. Les dépenses réelles engagées sont imputées à l'obligation accumulée.

#### **n) Régimes de rémunération à base d'actions**

En vertu des régimes de rémunération à base d'actions de la Société (voir la note 15), une rémunération à base d'actions est attribuée aux cadres, aux salariés et aux directeurs non salariés. Les charges au titre de la rémunération à base d'actions sont comptabilisées sous le poste charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux des états consolidés des résultats.

Pour les options d'actions ordinaires attribuées aux salariés et aux directeurs non salariés le 1<sup>er</sup> janvier 2003 ou après, la charge est fondée sur les justes valeurs des options au moment de l'attribution et est comptabilisée dans les états consolidés des résultats pour les périodes d'acquisition estimées des options respectives. Une hausse correspondante est inscrite au titre de surplus d'apport dans les états consolidés de l'évolution des capitaux propres. La contrepartie versée à la Société à l'exercice des options est portée au crédit du capital-actions.

Les attributions de rémunération à base d'actions qui doivent être réglées en espèces ou qui peuvent être réglées en espèces ou en actions sont évaluées selon la méthode de la valeur intrinsèque à chaque fin de période. Un élément de passif et une charge sont enregistrés pendant la période d'acquisition pour tenir compte de l'excédent du prix courant du marché sur le prix d'exercice des options. La charge est comptabilisée dans les états consolidés des résultats. Lorsque des options sur actions sont rachetées contre espèces, les espèces versées réduisent le passif impayé. Lorsque les options sur actions sont exercées en échange d'actions ordinaires, la contrepartie payée par le titulaire et le passif précédemment comptabilisé associé aux options sur actions sont comptabilisés en tant qu'actions ordinaires.

Dans le cas des salariés admissibles à la retraite avant la date d'acquisition, la charge de rémunération est constatée sur la période écourtée. Dans les cas où un salarié est admissible à la retraite au moment de l'attribution, la charge de rémunération totale est immédiatement comptabilisée.

### **o) Avantages sociaux futurs**

Les programmes d'avantages sociaux futurs de la Société comprennent des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées, ainsi que d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite, tels qu'ils sont décrits à la note 14.

Le coût estimatif futur des prestations de retraite déterminées et des avantages postérieurs au départ à la retraite est calculé suivant une méthode actuarielle à l'aide des estimations les plus précises de la direction relativement aux hypothèses financières et démographiques, et ce coût est comptabilisé proportionnellement à partir de la date d'embauche d'un salarié jusqu'à la date à laquelle il deviendra entièrement admissible aux prestations ou aux avantages. Le taux d'actualisation servant à calculer l'obligation au titre des prestations constituées est fonction du taux d'intérêt du marché à la fin de l'exercice pour des titres de créance de grande qualité dont les flux de trésorerie correspondent aux moments et aux montants des paiements prévus des prestations.

Les cotisations patronales au régime à cotisations déterminées sont passées en charges au moment où elles sont engagées.

### **p) Instruments financiers**

Tous les instruments financiers sont initialement comptabilisés à leur juste valeur dans le bilan. La Société a classé chacun des instruments financiers dans l'une des catégories suivantes : actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction, prêts et créances, actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance et autres passifs financiers. L'évaluation subséquente des instruments financiers repose sur leur classement.

Les actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction sont par la suite évalués à leur juste valeur et les modifications de ces justes valeurs sont constatées dans le bénéfice net. Les prêts et créances, les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance et les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût après amortissement au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société classe la trésorerie et les équivalents de trésorerie en tant qu'actifs financiers détenus à des fins de transaction, les comptes débiteurs en tant que prêts et créances et les comptes créditeurs et les charges à payer, les effets à payer à court terme, et la dette à long terme et autres passifs en tant qu'autres passifs financiers. La Société comptabilise les coûts de transaction et les primes ou escomptes directement attribuables à l'émission de la dette à long terme avec la juste valeur de la dette et les amortit aux résultats du bénéfice au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif, à l'exception de la tranche de la dette assortie à des couvertures financières, qui est comptabilisée selon la méthode de couverture de juste valeur décrite ci-dessous.

La juste valeur estimative des instruments financiers a été calculée à la lumière des renseignements boursiers disponibles et selon des méthodes d'évaluation appropriées basées sur des modèles de tiers reconnus dans l'industrie.

### ***Instruments financiers dérivés***

La Société peut recourir à des instruments financiers dérivés pour gérer une certaine exposition aux fluctuations des taux d'intérêts, des prix des marchandises et des taux de change, ainsi qu'à des fins boursières. Les contrats dérivés liés à des activités boursières ou non doivent être comptabilisés à la juste valeur dans le bilan. Les contrats dérivés que la Société comptabilise comme couvertures désignées sont évalués à chaque date de clôture afin de déterminer si la relation entre le contrat dérivé et l'exposition à la couverture sous-jacente est toujours en vigueur, ainsi que pour quantifier toute inefficacité dans la relation.

Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de juste valeur, la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé et la variation de la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert sont portées au résultat net. Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de flux de trésorerie, les parties efficaces de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sont d'abord comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu et ensuite passées en résultat net lors de la comptabilisation de l'élément couvert. Les parties inefficaces de la variation de la juste valeur des instruments de couverture sont comptabilisées immédiatement en résultat net, tant pour les couvertures de juste valeur que pour celles des flux de trésorerie.

Les gains ou les pertes découlant des activités de couverture, y compris la partie inefficace, sont constatés au même poste où est classé l'élément couvert. La détermination de l'efficacité et la quantification de l'inefficacité de la couverture de flux de trésorerie sont fondées sur des évaluations internes qui utilisent des données du marché observables. La Société utilise ces évaluations pour estimer la juste valeur des contrats de marchandises physiques sous-jacents.

Les contrats dérivés qui ne sont pas comptabilisés au titre de couvertures désignées sont reportés à la juste valeur dans le bilan, et toute variation de la juste valeur est immédiatement comptabilisée en gain net ou perte nette dans les résultats nets.

#### **q) Récentes recommandations en matière de normes comptables**

##### ***Regroupement d'entreprises***

En janvier 2009, l'ICCA a publié le chapitre 1582 « Regroupement d'entreprises », qui remplace le chapitre 1581. L'ICCA a publié simultanément le chapitre 1601 « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 « Participations sans contrôle » qui remplacent le chapitre 1600 « États financiers consolidés ». L'application prospective des normes entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 et leur adoption anticipée est permise. Les nouvelles normes constituent une révision des directives sur l'évaluation comptable des actifs acquis, des passifs pris en charge et de l'écart d'acquisition, et sur la comptabilisation des participations sans contrôle au moment d'un regroupement d'entreprises. La Société a appliqué le chapitre 1581 au regroupement d'entreprises avec Petro-Canada. La Société continuera d'examiner l'opportunité d'appliquer le chapitre 1582 aux regroupements d'entreprises en 2010.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2009	2008 (retraité)	2007 (retraité)
<b>Produits</b>			
Produits d'exploitation (notes 4 et 22)	<b>18 658</b>	18 179	15 193
Moins : redevances	<b>(1 199)</b>	(890)	(691)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	<b>17 459</b>	17 289	14 502
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie (notes 4 et 5)	<b>7 577</b>	11 320	2 782
Intérêts et autres produits (note 2e)	<b>444</b>	28	30
	<b>25 480</b>	28 637	17 314
<b>Charges</b>			
Achats de pétrole brut et de produits	<b>7 383</b>	7 582	6 414
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (note 15)	<b>6 641</b>	4 186	3 450
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie (notes 4 et 5)	<b>7 381</b>	11 323	2 870
Transport	<b>427</b>	246	160
Amortissement et épuisement	<b>2 306</b>	1 049	864
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>155</b>	64	48
Exploration (note 21)	<b>268</b>	90	95
Perte à la cession d'actifs	<b>66</b>	13	7
Frais de démarrage de projets	<b>51</b>	35	68
Charges (revenu) de financement (note 6)	<b>(487)</b>	917	(211)
	<b>24 191</b>	25 505	13 765
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>1 289</b>	3 132	3 549
<b>Charges (économie) d'impôts</b> (note 7)			
Impôts exigibles	<b>868</b>	514	382
Impôts futurs	<b>(725)</b>	481	184
	<b>143</b>	995	566
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 146</b>	2 137	2 983
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b> (en dollars) (note 8)			
De base	<b>0,96</b>	2,29	3,23
Dilué	<b>0,95</b>	2,26	3,17
Dividendes en espèces	<b>0,30</b>	0,20	0,19

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2009	2008	2007
Bénéfice net	<b>1 146</b>	2 137	2 983
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts (notes 4 et 20)			
Variation de l'ajustement lié à la conversion des devises	<b>(332)</b>	350	(195)
Gain sur les contrats dérivés désignés comme couvertures des flux de trésorerie	<b>2</b>	—	5
<b>Résultat étendu</b>	<b>816</b>	2 487	2 793

Se reporter au résumé des principales conventions comptables et aux notes afférentes ci-joints.

## BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2009 (note 2)	2008 (retraité) (note 1)
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents	505	660
Débiteurs (note 4)	3 936	1 580
Stocks (note 11)	2 971	909
Impôts à recouvrer	587	67
Impôts futurs (note 7)	332	21
Total de l'actif à court terme	8 331	3 237
Immobilisations corporelles, montant net (note 13)	57 485	28 882
Autres actifs (note 12)	536	388
Écart d'acquisition (note 2d)	3 201	21
Impôts futurs (note 7)	193	—
Total de l'actif	69 746	32 528
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif à court terme		
Dette à court terme	2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme	25	18
Créditeurs et charges à payer (notes 4, 14, 15 et 16)	6 529	3 326
Impôts à payer	1 274	81
Impôts futurs (note 7)	18	111
Total du passif à court terme	7 848	3 538
Dette à long terme (note 17)	13 855	7 866
Charges à payer et autres passifs (notes 4, 14, 15 et 16)	5 062	1 986
Impôts futurs (note 7)	8 870	4 615
Capitaux propres (voir ci-dessous)	34 111	14 523
Total du passif et des capitaux propres	69 746	32 528
Engagements et éventualités (note 19)		

## CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre (en millions de dollars)	Nombre (en milliers)	2009	Nombre (en milliers)	2008
Capital-actions	1 559 778	20 053	935 524	1 113
Surplus d'apport		526		288
Cumul des autres éléments du résultat étendu (notes 4 et 20)		(233)		97
Bénéfices non répartis		13 765		13 025
Total des capitaux propres		34 111		14 523

Se reporter au résumé des principales conventions comptables et aux notes afférentes ci-joints.

Approuvé au nom du Conseil d'administration,



**Richard L. George,**  
Administrateur

Le 26 février 2010



**Brian A. Canfield,**  
Administrateur

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2009	2008 (retraité)	2007 (retraité)
<b>Activités d'exploitation</b>			
Bénéfice net	1 146	2 137	2 983
Ajustements pour :			
Amortissement et épuisement	2 306	1 049	864
Impôts futurs	(725)	481	184
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	155	64	48
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	(858)	919	(252)
Variation à la juste valeur des contrats dérivés	980	(638)	6
Perte à la cession d'actifs	66	13	7
Rémunération à base d'actions	262	(22)	148
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada (note 2e)	(438)	—	—
Autre	(278)	(7)	(18)
Charges d'exploration	183	61	67
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	2 799	4 057	4 037
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation (note 10)	(224)	405	(144)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 575	4 462	3 893
<b>Activités d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(4 246)	(7 987)	(5 629)
Charges reportées et autres investissements	(30)	(51)	(32)
Trésorerie acquise par suite d'un regroupement d'entreprises (montant net) (note 2d)	248	—	—
Produits de cession	148	33	9
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'investissement	(791)	415	290
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(4 671)	(7 590)	(5 362)
<b>Insuffisance nette de trésorerie avant les activités de financement</b>	<b>(2 096)</b>	<b>(3 128)</b>	<b>(1 469)</b>
<b>Activités de financement</b>			
Diminution de la dette à court terme	—	(1)	(4)
Produit net de l'émission de titres d'emprunt à long terme	—	2 704	1 835
Augmentation (diminution) nette de l'emprunt renouvelable	2 325	422	(171)
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime d'options sur actions	41	190	62
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(401)	(180)	(162)
Produits reportés	—	—	4
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 965	3 135	1 564
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>(131)</b>	<b>7</b>	<b>95</b>
<b>Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents</b>	<b>(24)</b>	<b>84</b>	<b>(47)</b>
<b>Trésorerie et équivalents au début de la période</b>	<b>660</b>	<b>569</b>	<b>521</b>
<b>Trésorerie et équivalents à la fin de la période</b>	<b>505</b>	<b>660</b>	<b>569</b>

Se reporter au résumé des principales conventions comptables et aux notes afférentes ci-joints.



## ÉTATS CONSOLIDÉS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>794</b>	<b>100</b>	<b>(71)</b>	<b>8 261</b>
Bénéfice net	—	—	—	2 983
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(162)
Émission contre versement au comptant aux termes du régime d'options sur actions	74	(12)	—	—
Émission aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	13	—	—	(13)
Charges au titre de la rémunération à base d'actions	—	103	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	3	—	—
Ajustement du solde d'ouverture des bénéfices non répartis en raison de la partie inefficace des couvertures de flux de trésorerie au 1 <sup>er</sup> janvier 2007	—	—	—	5
Ajustement du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu en raison de la partie efficace des couvertures de flux de trésorerie au 1 <sup>er</sup> janvier 2007	—	—	8	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	(190)	—
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>881</b>	<b>194</b>	<b>(253)</b>	<b>11 074</b>
Bénéfice net	—	—	—	2 137
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(180)
Émission contre versement au comptant aux termes du régime d'options sur actions	226	(36)	—	—
Émission aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	(6)
Charges au titre de la rémunération à base d'actions	—	120	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	10	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	350	—
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>1 113</b>	<b>288</b>	<b>97</b>	<b>13 025</b>
Bénéfice net	—	—	—	1 146
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(401)
Émission contre versement au comptant aux termes du régime d'options sur actions	57	(16)	—	—
Émission aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	5	—	—	(5)
Charges au titre de la rémunération à base d'actions	—	103	—	—
Émission pour l'acquisition de Petro-Canada (note 2c)	18 878	—	—	—
Juste valeur des options sur actions de Petro-Canada échangées contre des options sur actions de Suncor (note 2c)	—	147	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	4	—	—
Variation du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	(330)	—
<b>Au 31 décembre 2009</b>	<b>20 053</b>	<b>526</b>	<b>(233)</b>	<b>13 765</b>

Se reporter au résumé des principales conventions comptables et aux notes afférentes ci-joints.

## DONNÉES SECTORIELLES<sup>(a)</sup>

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Gaz naturel			Côte Est du Canada			International		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007
<b>RÉSULTATS</b>												
<b>Produits<sup>(b)</sup></b>												
Produits d'exploitation	4 135	8 045	6 160	612	696	541	499	—	—	1 434	—	—
Moins : redevances	(645)	(715)	(565)	(85)	(175)	(126)	(217)	—	—	(252)	—	—
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	3 490	7 330	5 595	527	521	415	282	—	—	1 182	—	—
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Produits intersectoriels <sup>(c)</sup>	2 609	1 309	580	154	58	12	159	—	—	—	—	—
Intérêts et autres produits	440	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—
	6 539	8 639	6 175	681	579	427	441	—	—	1 183	—	—
<b>Charges</b>												
Achats de pétrole brut et de produits	325	574	157	—	—	—	33	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 277	3 203	2 439	322	160	155	72	—	—	242	—	—
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport	248	229	138	58	17	15	19	—	—	33	—	—
Amortissement et épuisement	922	580	462	448	225	189	184	—	—	400	—	—
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	111	55	40	22	8	7	4	—	—	17	—	—
Exploration	10	17	13	127	73	82	4	—	—	127	—	—
Perte (gain) à la cession d'actifs	70	36	1	(20)	(22)	(1)	—	—	—	—	—	—
Frais de démarrage de projets	51	35	60	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Charges (revenu) de financement	1	—	—	—	—	—	1	—	—	(1)	—	—
	6 015	4 729	3 310	957	461	447	317	—	—	818	—	—
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>												
Impôts sur les bénéfices	33	(1 035)	(391)	77	(29)	45	(12)	—	—	(200)	—	—
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>557</b>	<b>2 875</b>	<b>2 474</b>	<b>(199)</b>	<b>89</b>	<b>25</b>	<b>112</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>165</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
Aux 31 décembre												
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>37 553</b>	<b>25 795</b>	<b>18 172</b>	<b>5 003</b>	<b>1 862</b>	<b>1 811</b>	<b>4 771</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>9 913</b>	<b>—</b>	<b>—</b>

(a) Les conventions comptables applicables aux secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le résumé des principales conventions comptables.

(b) Aucun client n'a compté pour au moins 10 % des produits consolidés de la Société pour 2009, 2008 ou 2007.

(c) Les produits intersectoriels sont comptabilisés à la juste valeur marchande en vigueur et comme si les ventes avaient été effectuées à des tiers.

Se reporter au résumé des principales conventions comptables et aux notes afférentes ci-joints.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Raffinage et commercialisation			Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007
<b>RÉSULTATS</b>									
<b>Produits<sup>(b)</sup></b>									
Produits d'exploitation	<b>11 962</b>	9 418	8 486	<b>16</b>	20	6	<b>18 658</b>	18 179	15 193
Moins : redevances	—	—	—	—	—	—	<b>(1 199)</b>	(890)	(691)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	<b>11 962</b>	9 418	8 486	<b>16</b>	20	6	<b>17 459</b>	17 289	14 502
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	<b>7 577</b>	11 320	2 782	<b>7 577</b>	11 320	2 782
Produits intersectoriels <sup>(c)</sup>	<b>51</b>	—	(100)	<b>(2 973)</b>	(1 367)	(492)	—	—	—
Intérêts et autres produits	—	1	5	<b>3</b>	27	25	<b>444</b>	28	30
	<b>12 013</b>	9 419	8 391	<b>4 623</b>	10 000	2 321	<b>25 480</b>	28 637	17 314
<b>Charges</b>									
Achats de pétrole brut et de produits	<b>9 731</b>	8 472	6 847	<b>(2 706)</b>	(1 464)	(590)	<b>7 383</b>	7 582	6 414
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	<b>1 279</b>	746	720	<b>449</b>	77	136	<b>6 641</b>	4 186	3 450
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	<b>7 381</b>	11 323	2 870	<b>7 381</b>	11 323	2 870
Transport	<b>87</b>	16	20	<b>(18)</b>	(16)	(13)	<b>427</b>	246	160
Amortissement et épuisement	<b>323</b>	202	171	<b>29</b>	42	42	<b>2 306</b>	1 049	864
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>1</b>	1	1	—	—	—	<b>155</b>	64	48
Exploration	—	—	—	—	—	—	<b>268</b>	90	95
Perte (gain) à la cession d'actifs	<b>16</b>	6	7	—	(7)	—	<b>66</b>	13	7
Frais de démarrage de projets	—	—	8	—	—	—	<b>51</b>	35	68
Charges (revenu) de financement	<b>4</b>	—	—	<b>(492)</b>	917	(211)	<b>(487)</b>	917	(211)
	<b>11 441</b>	9 443	7 774	<b>4 643</b>	10 872	2 234	<b>24 191</b>	25 505	13 765
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>									
	<b>572</b>	(24)	617	<b>(20)</b>	(872)	87	<b>1 289</b>	3 132	3 549
Impôts sur les bénéfices	<b>(139)</b>	19	(175)	<b>98</b>	50	(45)	<b>(143)</b>	(995)	(566)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>433</b>	(5)	442	<b>78</b>	(822)	42	<b>1 146</b>	2 137	2 983
Aux 31 décembre									
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>10 568</b>	3 795	4 065	<b>1 938</b>	1 076	461	<b>69 746</b>	32 528	24 509

## DONNÉES SECTORIELLES<sup>(a)</sup> (suite)

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétroliers			Gaz naturel			Côte Est du Canada			International		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007
<b>FLUX DE TRÉSORERIE AVANT LES</b>												
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>												
<b>Activités d'exploitation</b>												
Bénéfice net (perte nette)	557	2 875	2 474	(199)	89	25	112	—	—	165	—	—
Ajustements pour :												
Amortissement et épuisement	922	580	462	448	225	189	184	—	—	400	—	—
Impôts futurs	(643)	535	108	(52)	15	(43)	12	—	—	(56)	—	—
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	111	55	40	22	8	7	4	—	—	17	—	—
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	960	(590)	10	—	—	2	—	—	—	—	—	—
Perte (gain) à la cession d'actifs	70	36	1	(20)	(22)	(1)	—	—	—	—	—	—
Rémunération à base d'actions	90	54	86	19	4	7	2	—	—	10	—	—
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	(438)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres	(378)	(38)	(16)	(11)	(13)	(2)	21	—	—	19	—	—
Charges d'exploration	—	—	—	122	61	67	—	—	—	61	—	—
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	1 251	3 507	3 165	329	367	251	335	—	—	616	—	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation	(202)	934	564	(9)	43	19	(34)	—	—	(35)	—	—
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 049	4 441	3 729	320	410	270	301	—	—	581	—	—
<b>Activités d'investissement :</b>												
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(2 807)	(7 391)	(4 566)	(320)	(342)	(537)	(123)	—	—	(543)	—	—
Charges reportées et autres investissements	(36)	(39)	(18)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Trésorerie acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (montant net)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Produits de cessions	96	—	3	27	26	5	—	—	—	—	—	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'investissement	(799)	434	333	(19)	—	—	(29)	—	—	60	—	—
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 546)	(6 996)	(4 248)	(312)	(316)	(532)	(152)	—	—	(483)	—	—
<b>Excédent net (insuffisance nette) de trésorerie avant les activités de financement</b>												
	(2 497)	(2 555)	(519)	8	94	(262)	149	—	—	98	—	—

(a) Les conventions comptables applicables aux secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le résumé des principales conventions comptables.

Se reporter au résumé des principales conventions comptables et aux notes afférentes ci-joints.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	Raffinage et commercialisation			Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007
<b>FLUX DE TRÉSORERIE AVANT LES</b>									
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>									
<b>Activités d'exploitation</b>									
Bénéfice net (perte nette)	433	(5)	442	78	(822)	42	1 146	2 137	2 983
Ajustements pour :									
Amortissement et épuisement	323	202	171	29	42	42	2 306	1 049	864
Impôts futurs	109	(7)	77	(95)	(62)	42	(725)	481	184
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1	1	1	—	—	—	155	64	48
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	(858)	919	(252)	(858)	919	(252)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(14)	27	(6)	34	(75)	—	980	(638)	6
Perte (gain) à la cession d'actifs	16	6	7	—	(7)	—	66	13	7
Rémunération à base d'actions	35	16	35	106	(96)	20	262	(22)	148
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	—	—	—	—	(438)	—	—
Autres	60	8	(16)	11	36	16	(278)	(7)	(18)
Charges d'exploration	—	—	—	—	—	—	183	61	67
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	963	248	711	(695)	(65)	(90)	2 799	4 057	4 037
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation	(270)	292	(247)	326	(864)	(480)	(224)	405	(144)
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	693	540	464	(369)	(929)	(570)	2 575	4 462	3 893
<b>Activités d'investissement :</b>									
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration	(409)	(226)	(449)	(44)	(28)	(77)	(4 246)	(7 987)	(5 629)
Charges reportées et autres investissements	(3)	(11)	—	9	(1)	(14)	(30)	(51)	(32)
Trésorerie acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (montant net)	—	—	—	248	—	—	248	—	—
Produits de cessions	25	—	1	—	7	—	148	33	9
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'investissement	(4)	(19)	(43)	—	—	—	(791)	415	290
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(391)	(256)	(491)	213	(22)	(91)	(4 671)	(7 590)	(5 362)
<b>Excédent net (insuffisance nette) de trésorerie avant les activités de financement</b>									
	302	284	(27)	(156)	(951)	(661)	(2 096)	(3 128)	(1 469)

## SUNCOR ÉNERGIE INC.

### NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS CONSOLIDÉS

#### 1. MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES ET INFORMATION À FOURNIR

##### a) Écart d'acquisition et actifs incorporels

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la Société a adopté de façon rétroactive le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). Cette nouvelle norme, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement », est centrée sur les critères de comptabilisation des actifs dans les états financiers, y compris ceux qui sont générés à l'interne. L'incidence de l'adoption de cette norme a eu pour conséquence une modification de la classification de nos coûts liés aux arrêts de maintenance reportés qui ont été classifiés dans les autres actifs et amortis au cours de la période jusqu'aux prochains arrêts. Au 31 décembre 2008, le montant des immobilisations corporelles a été augmenté de 566 millions \$ et une réduction égale et compensatoire a été apportée au montant des autres actifs.

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

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

##### c) Instruments financiers – informations à fournir

Le 31 décembre 2009, la Société a adopté de façon prospective les modifications au chapitre 3862 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Instruments financiers – informations à fournir », pour les exercices terminés le 30 septembre 2009 ou par la suite. La modification exige des informations additionnelles sur l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers et de meilleures informations sur le risque d'illiquidité. Ces informations additionnelles sont fournies à la note 4.

#### 2. REGROUPEMENT D'ENTREPRISES AVEC PETRO-CANADA

##### a) Aperçu

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

Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2009, l'arrangement a été approuvé par les actionnaires de Suncor et de Petro-Canada, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta et le Bureau de la concurrence du Canada. La transaction s'est conclue le 1<sup>er</sup> août 2009 et les sociétés ainsi fusionnées continuent d'être exploitées sous la raison sociale Suncor Énergie Inc.

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

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

##### c) Contrepartie et prix d'achat

La contrepartie offerte pour conclure la fusion comprenait 621,1 millions d'actions de Suncor d'une valeur de 18 878 millions \$, ou 30,39 \$ par action, attribuées aux actionnaires de Petro-Canada et 7,1 millions d'options sur actions de Suncor dont la juste valeur s'établissait à 147 millions \$, qui ont été échangées contre des options sur actions de Petro-Canada. Le remplacement des options sur actions et les autres régimes de rémunération à base d'actions qui sont constatés au titre du passif ne sont pas inclus dans la contrepartie (voir note 15).

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

(en millions de dollars)

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

#### d) Répartition préliminaire du prix d'achat

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

(en millions de dollars)

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

La 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 trésorerie acquise s'élevait à 248 millions \$, déduction faite des frais de transaction de 167 millions \$.

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

La juste valeur du passif à court terme comprend une charge 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 décembre 2009, des dépenses réelles de 118 millions \$ avaient été imputées à cette charge.

Une portion de 3 019 millions \$ de l'écart d'acquisition a été affectée au secteur Sables pétrolifères et la portion restante de 159 millions \$ a été affectée au secteur Raffinage et commercialisation. Aucune somme incluse dans l'écart d'acquisition ne devrait être déductible aux fins de l'impôt.

#### e) Contrats préexistants avec Petro-Canada

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

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



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

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

### 3. MODIFICATION DE L'INFORMATION SECTORIELLE

En raison du regroupement d'entreprises décrit à la note 2, la Société a reclassé ses activités selon les secteurs suivants.

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

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

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

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

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

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

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

### 4. INSTRUMENTS FINANCIERS ET FACTEURS DE RISQUE FINANCIER

*Les instruments dérivés sont des instruments financiers qui imitent les variations du cours des actions, des obligations, des monnaies, des marchandises et des taux d'intérêt, ou qui réagissent inversement. Suncor utilise des instruments dérivés pour réduire (couvrir) 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 récente fusion a fourni à Suncor la possibilité de tirer parti d'occasions liées aux transactions à terme, grâce à une capacité accrue en matière de transactions et de négociation. La Société a déterminé que de nouveaux niveaux de transaction pour certains contrats d'échange de marchandises physiques dépassaient les besoins prévus par la Société, qu'il s'agisse de l'achat, de la vente ou de l'utilisation de marchandises. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> octobre 2009, ces contrats sont maintenant considérés comme des instruments financiers dérivés et en conséquence, les gains et les pertes réalisés et non réalisés et le règlement sous-jacent de ces contrats sont comptabilisés sur une base nette dans les produits des activités 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 sous les gains et les pertes dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.*

*Les contrats à terme de gré à gré et les contrats à terme standardisés sont des contrats visant l'achat ou la vente d'un élément particulier à une date et à un prix stipulés. Utilisés comme instruments de couverture, les contrats à terme de gré à gré et les contrats à terme standardisés aident à gérer l'exposition aux pertes qui pourraient résulter d'une variation défavorable du cours des marchandises, des taux d'intérêt ou du taux de change.*

*Une option est un contrat qui confère à son titulaire, moyennant rémunération, le droit (mais non l'obligation) d'acheter ou de vendre un élément déterminé à un prix établi, dans un délai donné. Utilisées comme instruments de couverture, les options peuvent protéger contre une variation défavorable du cours des marchandises, du taux d'intérêt ou du taux de change.*

*Un tunnel à prime zéro est une combinaison de deux contrats d'option qui limite l'exposition du titulaire aux variations des cours dans une fourchette donnée. La prime est égale à zéro lorsqu'une option de vente (le droit de vendre) est achetée en contrepartie d'une somme équivalant à la prime reçue à la vente d'une option d'achat (le droit d'acheter).*

*Un swap est un contrat aux termes duquel deux parties échangent des marchandises, des devises, des intérêts ou d'autres paiements afin de modifier la nature des paiements. Par exemple, les paiements à taux d'intérêt fixes sur une dette peuvent être convertis en paiements à taux d'intérêt variables.*

*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.*

## **Instruments financiers**

### **a) Instruments financiers constatés dans le bilan**

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

La juste valeur estimative des instruments financiers constatés a été établie selon l'évaluation faite par la Société des renseignements boursiers disponibles et selon des méthodes d'évaluation appropriées en fonction de modèles de tiers acceptés par l'industrie. Cependant, ces estimations n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération boursière.

La dette à terme fixe de la Société est comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût, à l'exception de la tranche de la dette liée aux couvertures financières qui est constatée selon la méthode de la juste valeur discutée ci-dessus. À la constatation initiale, le coût de la dette correspond à sa juste valeur, ajustée pour tenir compte de tous les coûts de transaction connexes. Les gains ou les pertes découlant de la variation de la juste valeur de cette dette ne sont comptabilisés qu'une fois réalisés. Les gains et les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains découlant des fluctuations du change sont constatés pendant la période où ils se produisent. Au 31 décembre 2009, la valeur comptable de la dette à terme fixe constatée selon la méthode de l'amortissement du coût s'élevait à 10,1 milliards \$ (6,7 milliards \$ au 31 décembre 2008) et sa juste valeur à 10,7 milliards \$ (5,4 milliards \$ au 31 décembre 2008).

### **b) Couvertures – documentation d'une relation de couverture admissible**

#### ***Couverture de la juste valeur***

La Société conclut périodiquement des contrats dérivés, par exemple des swaps de taux d'intérêt, dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques visant à gérer son exposition aux taux d'intérêt. Les swaps de taux d'intérêt consistent à échanger les paiements d'intérêts à taux variables par rapport à des taux fixes entre la Société et des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité. L'écart à l'échange des paiements périodiques d'intérêts est comptabilisé en résultat à titre de rajustement des intérêts débiteurs. La juste valeur de la dette sous-jacente est ajustée en fonction de la variation de la juste valeur de l'instrument financier dérivé, et un montant correspondant est porté aux intérêts débiteurs. Au 31 décembre 2009, la Société disposait pour une tranche de 200 millions \$ de sa dette à taux fixe, de swaps de taux d'intérêt classés comme couvertures de juste valeur en cours pour des périodes d'au plus deux ans. Aucune inefficacité n'a été constatée sur les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures de juste valeur au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (aucune inefficacité au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008). La juste valeur des contrats de swap de taux d'intérêt en cours au 31 décembre 2009 est présentée en détail à la note 17.

La Société conclut périodiquement des contrats dérivés pour couvrir des risques propres à certaines opérations en particulier. L'écart entre la juste valeur des opérations couvertes et celle des contrats dérivés est comptabilisé en résultat à titre de rajustement des produits d'exploitation. L'inefficacité de couverture des contrats dérivés destinés à couvrir les risques propres à certaines opérations n'a eu aucune incidence sur les résultats pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (perte de 4 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 2 millions \$ en 2008).

### Couvertures de flux de trésorerie

La Société évolue dans une industrie mondiale où le cours du marché de ses produits de pétrole et de gaz naturel est établi en fonction d'indices repères variables. La Société 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 la possibilité de l'incidence défavorable de l'évolution des prix du marché faisant suite aux variations des indices sous-jacents. Plus précisément, la Société gère la variabilité du prix du pétrole brut en concluant des contrats dérivés sur le cours du West Texas Intermediate (« WTI ») et elle gère celle des taux d'intérêt et de change au cours des périodes d'émission de titres d'emprunt en effectuant des blocages de taux d'intérêt et en passant des contrats de change à terme.

Il n'y a eu aucun effet sur les résultats qui serait attribuable à l'inefficacité de couverture réalisée et non réalisée liée aux contrats dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au cours des exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

Aux termes de certains contrats dérivés, aucun paiement de primes ou dépôt de garantie au comptant n'est exigé avant le règlement. Au moment du règlement, ces contrats donnent lieu à un encaissement ou à un décaissement par la Société correspondant à l'écart entre le taux contractuel et le taux du marché à l'égard des montants et des volumes couverts pendant la durée du contrat. Ces encaissements ou décaissements compensent les diminutions ou augmentations correspondantes des produits tirés des ventes de la Société ou du prix d'achat du pétrole brut. Dans le cas des tunnels à prime zéro, si les taux du marché sont les mêmes que les prix stipulés au contrat ou s'ils se situent dans la fourchette prévue, les contrats d'options composant le tunnel expirent sans échange d'espèces.

### Juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture

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

(en millions de dollars)	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Swaps et tunnels de couverture des produits <sup>(b)</sup>	—	(2)
Swaps de taux d'intérêt fixe-variable <sup>(a)</sup>	18	25
Couvertures spécifiques visant des opérations particulières <sup>(b)</sup>	—	(11)
Juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture en cours	18	12

(a) Au 31 décembre 2009, un montant de 10 millions \$ était comptabilisé au titre des comptes débiteurs (9 millions \$ en 2008) et 8 millions \$ (16 millions \$ en 2008) au titre des autres actifs dans les bilans consolidés.

(b) Au 31 décembre 2009, un montant de néant \$ était comptabilisé au titre des comptes créditeurs et des charges à payer (13 millions \$ en 2008) dans les bilans consolidés.

### Cumul des autres éléments du résultat étendu

L'évolution du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable aux activités de couverture utilisant des instruments dérivés pour l'exercice terminé le 31 décembre s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2008
Cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable aux activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, au début de l'exercice, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 5 \$ (4 \$ en 2008)	13	13
Variation nette découlant des couvertures de flux de trésorerie de l'exercice, déduction faite des impôts sur les bénéfices de néant \$ (2 \$ en 2008)	—	(7)
Montant net des pertes (gains) de couverture non réalisé(e)s au début de l'exercice et reclassé(e)s dans le résultat au cours de l'exercice, déduction faite des impôts sur les bénéfices de néant \$ (3 \$ en 2008)	2	7
Cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable aux activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, au 31 décembre, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 5 \$ (5 \$ en 2008)	15	13

### c) Instruments financiers dérivés

#### Instruments dérivés liés au prix des marchandises

La Société conclut également de façon périodique des contrats d'instruments financiers dérivés, comme des options, des swaps variable-variable et des swaps de coût thermique qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou des opérations de couverture que la Société n'a pas décidé de documenter pour rendre la relation de couverture admissible. Les modifications

de la juste valeur de ces instruments financiers dérivés sont immédiatement comptabilisées au titre de gains ou de pertes dans le même compte de produits ou de charges dans lequel la transaction de couverture est comptabilisée. L'incidence sur les résultats associée à ces contrats pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a été une perte de 763 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 261 millions \$ (gain de 348 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 142 millions \$, en 2008).

Les principaux contrats en cours au 31 décembre 2009 étaient les suivants :

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

(1) Le prix moyen des options de vente de pétrole brut est exprimé en \$ US le baril de WTI à Cushing, en Oklahoma.

(2) La prime totale payée a été de 29,5 millions \$ US.

(3) La prime reçue a été de 213 millions \$ US.

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

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

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

### Juste valeur des instruments financiers dérivés non désignés

La juste valeur des actifs et des passifs des instruments financiers dérivés était la suivante :

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

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

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

### Variation de la juste valeur du montant net des actifs

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

### d) Juste valeur des instruments financiers

Afin d'estimer la juste valeur des instruments financiers, la Société utilise les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles, ou les modèles de tiers acceptés dans l'industrie, et des méthodes d'évaluation fondées sur des données du marché observables. En plus des données du marché, la Société incorpore des détails de transaction précis que les participants dans le marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, incluant l'incidence de risques non liés au rendement. La Société caractérise les données d'entrée utilisées pour déterminer la juste valeur en recourant à une hiérarchie qui établit la priorité des données d'entrée à partir du degré selon lequel elles sont observables. Toutefois, ces estimations de la juste valeur peuvent ne

pas être nécessairement indicatives des montants qui pourraient être réalisés ou établis dans une transaction sur le marché actuel. Les trois niveaux de la hiérarchie de la juste valeur sont les suivants :

- Niveau 1 – les données d’entrée représentent les prix cotés dans les marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques (par exemple, les contrats dérivés sur marchandises négociables). Les marchés actifs sont ceux dont la fréquence et le volume des transactions sont suffisants pour offrir des prix sur une base continue.
- Niveau 2 – données d’entrée autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1 et qui sont observables, directement ou indirectement, à la date de déclaration. Les évaluations du niveau 2 sont fondées sur les données d’entrée, incluant les prix à terme cotés des marchandises, les taux d’intérêt du marché et les facteurs de volatilité qui peuvent être observés ou corroborés dans le marché. La Société tire ses informations de sources telles le New York Mercantile Exchange et les organismes de publication de prix indépendants.
- Niveau 3 – données d’entrée moins observables ou non disponibles, ou si la donnée est observable elle ne soutient pas la majorité de la juste valeur de l’instrument.

Lorsqu’elle établit ses estimations, la Société utilise les données d’entrée les plus observables aux fins d’évaluation. Si la mesure d’une juste valeur reflète des données d’entrée de différents niveaux dans la hiérarchie, la mesure est catégorisée selon le niveau le plus bas qui est significatif pour la mesure de la juste valeur. L’évaluation des swaps et tunnels financiers hors bourse se fonde sur des transactions similaires observables dans les marchés actifs ou des modèles standard de l’industrie qui reposent principalement sur les données d’entrée observables du marché. La presque totalité des hypothèses relatives aux modèles standard de l’industrie sont observables dans les marchés actifs pour la durée totale de l’instrument. Elles sont classées au niveau 2.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et passifs importants de la Société mesurés à la juste valeur pour chaque niveau hiérarchique au 31 décembre 2009 :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Instruments financiers désignés comme couvertures	—	18	—	<b>18</b>
Autres instruments financiers dérivés	(13)	(348)	2	<b>(359)</b>
<b>Total</b>	<b>(13)</b>	<b>(330)</b>	<b>2</b>	<b>(341)</b>

## 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 aux 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; et elles sont inchangées par rapport à l’exercice précédent.

### 1) Risque de marché

Le risque de marché s’entend de l’incertitude découlant des éventuelles fluctuations des prix du marché et de leur incidence sur le rendement futur des activités. Les fluctuations des prix du marché qui pourraient affecter la valeur des actifs et des passifs financiers de la Société, ainsi que ses flux de trésorerie futurs prévus représentent le risque lié aux prix des marchandises (prix du pétrole brut, du gaz naturel et de l’électricité), le risque de change et le risque de taux d’intérêt.

#### a) Risque lié aux prix des marchandises

La performance financière de la Société est étroitement liée aux prix du pétrole brut (y compris les écarts de prix entre différents types de produits) et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel et de l’électricité. Les politiques de la Société permettent l’utilisation de différents instruments financiers pour gérer le risque lié aux prix. Notre programme stratégique de couverture du pétrole brut autorise la fixation d’un prix ou d’une fourchette de prix visant certaines parties de la production totale prévue de pétrole brut pour des périodes données.

Une composante clé de notre stratégie commerciale globale consiste à produire une quantité suffisante de gaz naturel pour répondre à la demande interne de gaz acheté aux fins de consommation pour nos activités nord-américaines, ou dépasser cette demande, pour constituer une couverture de prix qui réduit notre exposition à la volatilité du prix du gaz naturel. De plus, les politiques actuelles de la Société permettent également la couverture du risque lié au gaz naturel en vue de gérer les écarts de prix régionaux et les indicateurs utilisés pour l'établissement des prix.

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

#### Analyse de la sensibilité

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

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

#### b) Risque de change

La Société est exposée aux fluctuations des taux de change, car les produits, les dépenses en immobilisations ou les instruments financiers peuvent varier en fonction des taux de change. Comme le prix du pétrole brut, principal produit de la Société, est établi en dollars US, les fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien peuvent avoir un effet important sur les produits de la Société. L'exposition de la Société est contrebalancée en partie par l'émission de titres d'emprunt à long terme libellés en dollars US (se reporter à la note 17) et par le financement de projets d'investissement en dollars US. La Société n'a pas pour le moment de couverture contre le risque de change sur les produits estimatifs. L'incidence d'une variation du taux de change de 0,01 \$ entre le dollar US et le dollar CA le 31 décembre 2009 modifierait le résultat après impôts d'environ 75 millions \$ et les autres éléments du résultat étendu après impôts d'environ 40 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Lorsqu'une unité d'exploitation engage des dépenses en immobilisations importantes dans une autre devise que le dollar US, la Société peut couvrir ces risques par une combinaison d'instruments à terme et d'options. Des opérations sont alors effectuées sur le marché des capitaux approprié, conformément aux politiques de gestion du risque établies.

#### c) Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt, puisque les fluctuations des taux d'intérêt peuvent influencer sur les flux de trésorerie futurs et les justes valeurs des instruments financiers. La principale exposition de la Société à ce risque est liée à l'emprunt renouvelable (papier commercial, acceptations bancaires et emprunts au taux intermédiaire offert à Londres (TIOL)). La Société cherche à gérer ce risque en utilisant des swaps de taux d'intérêt qui permettent de changer des taux fixes en taux variables (se reporter à la couverture de la juste valeur à la page 88) et d'autres instruments dérivés.

Pour optimiser la position de la Société à l'égard des intérêts débiteurs, la Société vise à établir des taux variables sur une tranche allant de 30 % à 50 % du total de la dette. Cette combinaison de passifs à taux fixe et à taux variable variera ainsi en fonction des conditions du marché et de l'évaluation du risque global par la direction.

Au 31 décembre 2009, les passifs à taux variable, y compris les swaps de taux d'intérêt, représentaient 25 % du total de la dette en cours (15 % au 31 décembre 2008). Le taux d'intérêt moyen pondéré sur le total de la dette pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 était de 5,6 % (5,9 % au 31 décembre 2008).

Les flux de trésorerie de la Société sont sensibles à la fluctuation des taux d'intérêt variables de la dette. Si les taux d'intérêt applicables aux instruments à taux variable avaient augmenté de 1 %, les flux de trésorerie de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 auraient diminué d'environ 34 millions \$ et les bénéfices auraient diminué d'environ 27 millions \$, en supposant que le montant et la composition des passifs à taux fixe et à taux variable ne changent pas à partir du 31 décembre 2009 et que la fluctuation des taux d'intérêt commence au début de la période.

## 2) Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité s'entend de la possibilité qu'une entité éprouve des difficultés à remplir ses obligations liées aux passifs financiers. La Société croit qu'elle a accès à des capitaux suffisants grâce aux flux de trésorerie générés à l'interne et aux sources externes (marchés du crédit bancaire et marchés des capitaux d'emprunt) et à des facilités d'emprunt engagées et non tirées pour couvrir ses dépenses actuellement prévues.

La trésorerie excédentaire est investie dans une gamme de titres du marché monétaire à court terme. La Société s'efforce d'assurer la sécurité et la liquidité de ces placements. Elle ne peut investir que dans des titres d'État ou de sociétés de grande qualité. La diversification de ces placements s'appuie sur le maintien de limites de crédit de contrepartie.

Le tableau suivant montre le calendrier des sorties de fonds se rapportant aux comptes fournisseurs et autres comptes créditeurs et à la dette de financement.

(en millions de dollars)	31 décembre 2009		31 décembre 2008	
	Comptes fournisseurs et autres comptes créditeurs <sup>(1)</sup>	Dette de financement <sup>(2)</sup>	Comptes fournisseurs et autres comptes créditeurs <sup>(1)</sup>	Dette de financement <sup>(2)</sup>
Moins de un an	6 529	3 796	3 181	1 378
1 à 3 ans	653	1 811	335	1 377
3 à 5 ans	—	1 591	—	822
Plus de 5 ans	—	18 900	16	13 387
Total	7 182	26 098	3 532	16 964

(1) Inclut les obligations d'achat de Fort Hills et la prime à la signature des CEPP en Libye.

(2) La dette de financement comprend les remboursements du capital et des intérêts de la dette à long terme et des contrats de location-acquisition.

## 3) Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend de la possibilité qu'un client ou qu'une contrepartie ne réussissent pas à s'acquitter d'une obligation ou à payer des montants exigibles et qu'ils fassent ainsi subir une perte financière à l'autre partie. La Société a adopté une politique de crédit conçue pour établir, dans toute la Société, une norme de pratique pour mesurer et surveiller le risque de crédit. La politique indique la délégation de pouvoir, les procédures de diligence raisonnable exigées pour approuver un nouveau client ou une nouvelle contrepartie et le montant maximal de risque de crédit par entité. Avant de commencer à faire des affaires avec un nouveau client ou une nouvelle contrepartie, sa solvabilité est évaluée et une cote de crédit ainsi qu'une limite de crédit maximale lui sont attribuées. Le processus d'évaluation présenté dans la politique de crédit tient compte de facteurs quantitatifs et qualitatifs. La Société surveille de façon continue le risque lié à un client ou à une contrepartie, ainsi que sa situation financière. Si on considère qu'un client ou qu'une contrepartie sont devenus moins solides sur le plan financier, la Société s'efforcera de réduire le risque de crédit et d'abaisser la limite de crédit attribuée. Des rapports sont soumis de façon régulière pour surveiller le risque de crédit, et le comité de crédit se réunit tous les trimestres pour veiller au respect de la politique de crédit et passer les risques en revue.

Les comptes débiteurs de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont soumis au risque de crédit normal de l'industrie. Au 31 décembre 2009, la quasi-totalité des comptes clients de la Société étaient à court terme, et aucune contrepartie ne représentait individuellement plus de 10 % du solde des comptes clients.

La Société peut subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés ne sont pas en mesure de respecter les conditions des contrats. Le risque de la Société se limite aux contreparties détenant des contrats d'instruments dérivés dont la juste valeur était positive à la date du bilan. Au 31 décembre 2009, le risque de la Société se chiffrait à 231 millions \$ (659 millions \$ au 31 décembre 2008).



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

(en millions de dollars)	31 décembre 2009	31 décembre 2008	31 décembre 2007
Règlement de contrats physiques non négociés <sup>(1)</sup>	8 008	11 295	2 931
Règlement de contrats physiques négociés <sup>(1)</sup>	20	—	—
Gains (pertes) sur instruments dérivés négociés <sup>(1)</sup>	(70)	127	(39)
Gains à l'évaluation des stocks <sup>(1)</sup>	47	—	—
Moins : éliminations interentreprises	(428)	(102)	(110)
<b>Produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie</b>	<b>7 577</b>	<b>11 320</b>	<b>2 782</b>
Règlement de contrats physiques non négociés <sup>(1)</sup>	7 929	11 331	2 871
Moins : éliminations interentreprises	(548)	(8)	(1)
<b>Charge au titre des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie</b>	<b>7 381</b>	<b>11 323</b>	<b>2 870</b>

(1) Tel que décrit à la note 4, certaines stratégies de négociation de produits physiques ne sont plus utilisées pour les achats, ventes, et exigences d'utilisation prévus de la Société. Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2009, les contrats faisant partie de ces stratégies sont maintenant considérés comme des instruments financiers dérivés pour lesquels les gains et les pertes réalisés et non réalisés, et le règlement sous-jacent, sont comptabilisés sur une base nette dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Avant le 1<sup>er</sup> octobre 2009, le règlement de ces contrats était comptabilisé sur une base brute dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie et la charge au titre des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

## 6. CHARGES FINANCIÈRES (PRODUITS FINANCIERS)

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Intérêts débiteurs sur la dette	573	352	189
Intérêts capitalisés	(136)	(352)	(189)
Intérêts débiteurs	437	—	—
Perte (gain) de change sur la dette à long terme	(858)	919	(252)
Autre perte (gain) de change	(66)	(2)	41
Total des charges financières (produits financiers)	(487)	917	(211)

En 2009, les paiements d'intérêts en espèces ont totalisé 581 millions \$ (328 millions \$ en 2008; 183 millions \$ en 2007).

## 7. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les actifs et les passifs figurant aux bilans de Suncor sont calculés conformément aux PCGR du Canada. Comme les impôts sur les bénéfices de Suncor sont calculés conformément aux lois et règlements gouvernementaux en matière de fiscalité, il s'ensuit des différences de valeur pour certains actifs et passifs aux fins de l'impôt sur les bénéfices. Ces différences sont appelées **écarts temporaires** parce qu'elles seront finalement résorbées.

Le montant qui figure aux bilans à titre d'**impôts sur les bénéfices futurs** représente les impôts sur les bénéfices qui seront payés ou recouverts au cours d'exercices futurs lorsque ces écarts temporaires auront été résorbés.

**Voir ci-après les montants et détails techniques.**

La charge d'impôts sur les bénéfices a été calculée selon un taux d'imposition effectif qui diffère du taux d'imposition prévu par la loi. Le rapprochement des charges d'impôts s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Bénéfices avant impôt	<b>1 289</b>	3 132	3 549
Taux des impôts prévus par la loi canadienne	<b>30,95 %</b>	29,52 %	32,14 %
Impôts prévus par la loi	<b>399</b>	925	1 141
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :			
Élément non imposable des gains et pertes en capital	<b>(133)</b>	136	(40)
Rémunération à base d'actions et autres éléments permanents	<b>42</b>	36	33
Cotisations et ajustements	<b>(42)</b>	(48)	(1)
Incidence des modifications sur les taux édictés par la loi	<b>(148)</b>	—	(427)
Incidence de l'ajustement du taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	<b>152</b>	—	—
Modification de la provision pour moins-value	<b>(59)</b>	—	—
Écart du taux d'impôt canadien	<b>(27)</b>	(113)	(145)
Écart du taux d'impôt étranger	<b>84</b>	12	23
Gain non imposable sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada (note 2e)	<b>(105)</b>	—	—
Autres	<b>(20)</b>	47	(18)
<b>Charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>143</b>	995	566

Au 31 décembre, la distribution géographique des charges d'impôts sur les bénéfices s'établissait comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices :			
Exigibles :			
Canada	<b>599</b>	493	271
Étranger	<b>269</b>	21	111
Futurs :			
Canada	<b>(702)</b>	515	142
Étranger	<b>(23)</b>	(34)	42
<b>Total des charges d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>143</b>	995	566

Les charges d'impôts sur les bénéfices exigibles et futurs comprennent l'économie (charge) d'impôts qui est largement due aux modifications apportées aux taux d'imposition. Ces montants ont été affectés aux secteurs de la façon suivante :

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Sables pétrolifères	<b>103</b>	—	413
Gaz naturel	<b>8</b>	—	39
Côte Est du Canada	<b>20</b>	—	—
Raffinage et commercialisation	<b>19</b>	—	17
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	<b>(2)</b>	—	(42)
	<b>148</b>	—	427

En 2009, les remboursements d'impôts nets ont totalisé 872 millions \$ (638 millions \$ en 2008; 152 millions \$ en 2007).

Au 31 décembre, les impôts sur les bénéfices futurs étaient composés des éléments suivants :

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Passifs d'impôts sur les bénéfices futurs :			
Immobilisations corporelles	9 670	4 987	4 467
Gestion du risque et activités de négociation de l'énergie	—	149	—
Autres	177	48	86
Actifs d'impôts sur les bénéfices futurs :			
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(813)	(400)	(269)
Avantages sociaux futurs	(352)	(72)	(118)
Gestion du risque et activités de négociation de l'énergie	(113)	—	—
Autres actifs	(206)	(7)	37
Passifs d'impôts futurs, montant net	8 363	4 705	4 203
Moins : Tranche à court terme des (actifs)/passifs d'impôts futurs	(314)	90	(9)
Passifs d'impôts futurs	8 677	4 615	4 212

Le report de la distribution des impôts associés aux activités du secteur International n'a pas été comptabilisé. Selon les plans actuels, le rapatriement des fonds excédant les réinvestissements à l'étranger n'entraînera pas une charge additionnelle d'impôts sur les bénéfices importante.

Des enjeux fiscaux complexes, qui impliquent l'interprétation de règlements constamment modifiés, influencent la comptabilisation des charges d'impôts sur les bénéfices. La direction croit que des charges adéquates ont été comptabilisées compte tenu de ces enjeux fiscaux et que la résolution de ceux-ci n'aurait aucune incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société.

## 8. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

Le rapprochement du résultat de base et du résultat dilué par action ordinaire figure dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Bénéfice net	1 146	2 137	2 983
(en millions d'actions ordinaires)			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 198	932	922
Titres à effet dilutif :			
Actions émises aux termes des régimes de rémunération à base d'action	13	13	20
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	1 211	945	942
(en dollars par action ordinaire)			
Bénéfice par action – de base <sup>(a)</sup>	0,96	2,29	3,23
Bénéfice par action – dilué <sup>(b)</sup>	0,95	2,26	3,17

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

## 9. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS

(en millions de dollars)	2009	2008
Trésorerie	205	30
Investissement à court terme	300	630
	505	660

## 10. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT HORS TRÉSORERIE LIÉ AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Le fonds de roulement hors trésorerie comprend l'actif et le passif à court terme, autres que la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les impôts futurs et la tranche à court terme de la dette à long terme.

(L'augmentation) la diminution du fonds de roulement hors trésorerie comprend :

(en millions de dollars)	2009 <sup>(1)</sup>	2008	2007
<b>Activités d'exploitation</b>			
Débiteurs	123	226	(374)
Stocks	(585)	103	(223)
Créditeurs et charges à payer	282	186	207
Impôts à payer/à recouvrer	(44)	(110)	246
	<b>(224)</b>	405	(144)

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

## 11. STOCKS

(en millions de dollars)	2009	2008
Pétrole brut	781	459
Produits raffinés	1 303	247
Matières, fournitures et marchandises	532	203
Stocks de marchandises liés à la négociation de l'énergie <sup>(1)</sup>	355	—
Total	2 971	909

(1) Tel que décrit dans la note 4, certaines stratégies de négociation de produits physiques ne sont plus utilisées pour les besoins prévus par la Société, qu'il s'agisse de l'achat, de la vente ou de l'utilisation de marchandises. Les stocks liés à ces contrats dérivés sont maintenant comptabilisés à la juste valeur moins les coûts de vente dans les gains et les pertes connexes et le règlement sous-jacent des stocks qui sont constatés sur une base nette dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

En 2009, des stocks de 14,9 milliards \$ (15,7 milliards \$ en 2008) ont été passés en charges. Il n'y a eu aucune dépréciation des stocks en 2009 (40 millions \$ en 2008) et aucune contrepassation des dépréciations n'a été comptabilisée en 2009 et 2008.

## 12. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	2009	2008
Gains non réalisés à l'évaluation de marché des instruments dérivés sur marchandises	6	273
Immobilisations incorporelles <sup>(1)</sup>	233	—
Placements	148	23
Autres	149	92
Total	536	388

(1) En 2009, des actifs incorporels de 236 millions \$ ont été acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Petro-Canada. De ces actifs, 166 millions \$ concernent la marque Petro-Canada et ont une durée de vie indéfinie, et 70 millions \$ concernent des listes de clients qui seront amorties au cours de leur durée de vie utile estimée qui est de cinq à 10 ans. La charge d'amortissement liée aux actifs incorporels constatée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 était de 4 millions \$ (néant \$ en 2008).

### 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	2009		2008	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
<b>Sables pétrolifères</b>				
Biens pétroliers et gaziers	5 224	448	2 021	285
Usine et équipement	19 012	3 677	14 184	2 988
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement <sup>(1)</sup>	12 551	—	11 107	—
	<b>36 787</b>	<b>4 125</b>	27 312	3 273
<b>Gaz naturel</b>				
Biens pétroliers et gaziers	5 925	1 613	2 584	1 213
Usine et équipement	351	118	219	100
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement <sup>(1)</sup>	24	—	211	—
	<b>6 300</b>	<b>1 731</b>	3 014	1 313
<b>Côte Est du Canada</b>				
Biens pétroliers et gaziers	3 463	207	—	—
Usine et équipement	49	1	—	—
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement <sup>(1)</sup>	1 360	—	—	—
	<b>4 872</b>	<b>208</b>	—	—
<b>International</b>				
Biens pétroliers et gaziers	4 130	271	—	—
Usine et équipement	53	31	—	—
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement <sup>(1)</sup>	4 294	—	—	—
	<b>8 477</b>	<b>302</b>	—	—
<b>Raffinage et commercialisation</b>				
Usine et équipement	8 312	1 654	4 049	1 313
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement <sup>(1)</sup>	503	—	215	—
	<b>8 815</b>	<b>1 654</b>	4 264	1 313
<b>Siège social</b>				
	419	165	329	138
	<b>65 670</b>	<b>8 185</b>	34 919	6 037
<b>Immobilisations corporelles, montant net</b>		<b>57 485</b>		28 882

(1) Comprend les travaux en cours, les actifs mis en valeur et les actifs en construction qui ne sont pas actuellement amortis.

Au 31 décembre 2009, les contrats de location-acquisition représentant un coût net de 225 millions \$ (91 millions \$ au 31 décembre 2008) et de 48 millions \$ sont inclus dans les actifs des Sables pétrolifères et de la Côte Est du Canada, respectivement.

### 14. PASSIF AU TITRE DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les salariés de Suncor sont admissibles à certaines prestations de retraite, prestations pour soins de santé et couverture d'assurance lorsqu'ils prennent leur retraite selon les modalités des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées de la Société. Au 31 décembre 2009, l'**obligation au titre des prestations** ou l'engagement que Suncor avait envers les salariés et les retraités s'élevait à 3 279 millions \$ (955 millions \$ en 2008).

Conformément aux règlements gouvernementaux, Suncor confie des fonds à un fiduciaire indépendant afin de faire face à certaines de ces obligations au titre des prestations de retraite. La Société capitalise de son propre chef son régime de retraite complémentaire non enregistré et son régime de retraite complémentaire à l'intention des dirigeants. Le montant et le moment de la capitalisation future de ces régimes complémentaires dépendent de la disponibilité des fonds et de la seule volonté de la Société. À la fin de décembre 2009, **les actifs des régimes** disponibles pour le service de l'**obligation au titre des prestations** s'élevaient à 2 072 millions \$ (613 millions \$ en 2008).

L'excédent de 1 207 millions \$ (342 millions \$ en 2008) de **l'obligation au titre des prestations sur les actifs des régimes** représente le **montant net de l'obligation non capitalisée**.

La Société offre également un certain nombre de régimes à cotisations déterminées, incluant un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis qui correspond à une cotisation annuelle de 5 % à 8 % des gains ouvrant droit à pension des employés participants.

### **Régimes de retraite à prestations déterminées et autres prestations postérieures au départ à la retraite**

Aux termes des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société, des prestations non indexées sont versées à partir de la retraite en fonction des années de service et de la moyenne des derniers salaires. La Société s'acquitte de ces obligations par l'entremise de régimes enregistrés de retraite capitalisés et de régimes non enregistrés de retraite et d'avantages complémentaires de retraite à l'intention des dirigeants qui sont capitalisés volontairement par le truchement de conventions de retraite ou versés directement aux prestataires. Les cotisations de la Société aux régimes capitalisés sont déposées auprès de fiduciaires indépendants qui agissent à titre de dépositaires des actifs des régimes ainsi qu'en tant qu'agents payeurs des prestations aux prestataires. Les actifs des régimes sont gérés par un comité chargé des régimes de retraite agissant au nom des prestataires. Le comité fait appel à des gestionnaires et à des experts indépendants.

La capitalisation des régimes enregistrés de retraite est conforme aux règlements qui exigent qu'une évaluation actuarielle des caisses de retraite ait lieu au moins tous les trois ans au Canada, selon la situation de la capitalisation, et tous les ans aux États-Unis. L'évaluation la plus récente des régimes canadiens est en date du 31 décembre 2009 et la prochaine devra être effectuée au 31 décembre 2012.

Les autres prestations postérieures au départ à la retraite de la Société, qui ne sont pas capitalisées, offrent certaines prestations pour soins de santé et couverture d'assurance vie aux salariés à la retraite et aux personnes à charge admissibles qui leur survivent.

Les charges et les obligations liées aux prestations capitalisées et non capitalisées sont calculées selon les PCGR du Canada et les principes actuariels. Les obligations sont calculées selon la méthode de répartition des prestations, qui tient compte des années de service du salarié et de son salaire actuel ainsi que d'une projection des salaires et des années de service jusqu'à sa retraite.

## Obligations au titre des prestations définies et situation de capitalisation

Le tableau qui suit fournit des renseignements sur les obligations constatées dans les bilans consolidés et sur la situation de capitalisation des régimes aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Autres prestations postérieures au départ à la retraite	
	2009	2008	2009	2008
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations</b>				
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice	806	901	149	162
Acquisition de régimes par suite de la fusion <sup>(a)</sup>	1 912	—	265	—
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	64	56	6	4
Coût financier	96	49	15	9
Cotisations des participants aux régimes	17	9	—	—
Change	(13)	8	(4)	4
Perte actuarielle (gain actuariel)	59	(168)	1	(27)
Prestations versées	(86)	(49)	(8)	(3)
Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice <sup>(b)(e)</sup>	2 855	806	424	149
<b>Variation des actifs des régimes<sup>(c)</sup></b>				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	613	684	—	—
Acquisition de régimes par suite de la fusion	1 255	—	—	—
Rendement réel (perte réelle) des actifs des régimes	175	(107)	—	—
Cotisations patronales	105	72	—	—
Incidence des taux de change	(7)	4	—	—
Cotisations des participants aux régimes	17	9	—	—
Prestations versées	(86)	(49)	—	—
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice <sup>(e)</sup>	2 072	613	—	—
Obligations non capitalisées, montant net	(783)	(193)	(424)	(149)
Éléments non encore constatés dans les résultats :				
Perte actuarielle nette non amortie <sup>(d)</sup>	50	123	8	12
Coûts des services passés non amortis	9	—	(14)	(17)
Passif au titre des prestations constituées	(724)	(70)	(430)	(154)
Passif à court terme	(30)	(37)	(3)	(3)
Passif à long terme	(701)	(40)	(427)	(151)
Actif à long terme	7	7	—	—
Total du passif au titre des prestations constituées	(724)	(70)	(430)	(154)

(a) L'évaluation des obligations liées aux prestations constituées pour les régimes acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Petro-Canada tient compte d'un taux d'actualisation de 5,25 %, d'une hausse du taux de rémunération de 3,00 % et d'un taux de rendement des actifs du régime prévu de 6,75 %.

(b) Les obligations sont fondées sur les hypothèses suivantes :

(en pourcentage)	Obligations au titre des prestations de retraite		Obligations au titre des autres prestations postérieures au départ à la retraite	
	2009	2008	2009	2008
Taux d'actualisation	5,85	6,50	6,00	6,50
Taux de croissance de la rémunération	3,90	5,00	4,00	4,75

Les taux tendanciels présumés des coûts pour soins de santé ont une incidence marquée sur les montants présentés à l'égard des obligations au titre des prestations postérieures au départ à la retraite. Une variation de 1 % de ces taux tendanciels aurait les effets suivants :

(en millions de dollars)	Hausse de	Baisse de
	1 %	1 %
Augmentation (diminution) du total du coût des services rendus et du coût financier inclus dans le montant net de la charge de l'exercice au titre des autres prestations postérieures au départ à la retraite liées aux soins de santé	2	(2)
Augmentation (diminution) de la composante soins de santé de l'obligation au titre des autres prestations postérieures au départ à la retraite constituées	34	(28)

(c) Les actifs des régimes de retraite ne constituent pas des actifs de la Société et ne figurent donc pas dans les bilans consolidés.

(d) La perte actuarielle nette non amortie représente les écarts calculés annuellement entre le rendement réel et le rendement prévu des régimes. Ces montants sont amortis en étant inclus dans le montant net de la charge de l'exercice liée aux avantages sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des salariés, soit 7 ans, pour les prestations de retraite (11 ans pour 2008; 11 ans pour 2007), et sur le nombre moyen prévu

d'années de services futurs des salariés jusqu'à leur admissibilité intégrale aux régimes, soit 11 ans, pour les autres prestations postérieures au départ à la retraite (11 ans en 2008; 12 ans en 2007).

(e) La Société évalue les actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre.

À la fin de l'exercice, l'obligation au titre des prestations susmentionnée incluait les régimes partiellement capitalisés et non capitalisés, comme suit :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Autres prestations postérieures au départ à la retraite	
	2009	2008	2009	2008
Régimes partiellement capitalisés	<b>2 855</b>	806	—	—
Régimes non capitalisés	—	—	<b>424</b>	149
Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice	<b>2 855</b>	806	<b>424</b>	149

#### Charge au titre des régimes d'avantages sociaux

(en millions de dollars)	Prestations de retraite			Autres prestations postérieures au départ à la retraite		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	<b>64</b>	56	51	<b>6</b>	4	4
Coût financier	<b>96</b>	49	45	<b>15</b>	9	8
Perte réelle (rendement réel) de l'actif des régimes <sup>(i)</sup>	<b>(175)</b>	107	(7)	—	—	—
Perte actuarielle (gain actuariel)	<b>59</b>	(168)	(28)	<b>1</b>	(27)	(4)
Charge au titre des régimes de retraite avant les ajustements pour tenir compte de la nature à long terme des coûts des avantages sociaux futurs	<b>44</b>	44	61	<b>22</b>	(14)	8
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu de l'actif des régimes <sup>(i)</sup>	<b>98</b>	(152)	(35)	—	—	—
Écart entre les pertes actuarielles réelles et constatées	<b>(36)</b>	188	51	<b>3</b>	33	10
Écart entre les coûts réels et constatés des services rendus au cours de l'exercice	<b>2</b>	2	2	<b>(3)</b>	(3)	(3)
Charge au titre des régimes à prestations déterminées <sup>(ii)</sup>	<b>108</b>	82	79	<b>22</b>	16	15
Charge au titre des régimes à cotisations déterminées	<b>28</b>	15	13	—	—	—
Charge totale au titre des régimes de retraite	<b>136</b>	97	92	<b>22</b>	16	15

(i) Le rendement prévu des actifs des régimes correspond au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes pour l'exercice. Il est fondé sur le montant des actifs des régimes au début de l'exercice qui a été ajusté selon une moyenne pondérée pour tenir compte des cotisations et des versements de prestations prévus pour l'exercice. Le rendement prévu des actifs des régimes est pris en compte dans le montant net de la charge liée aux avantages de l'exercice auquel il se rattache, tandis que l'écart entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes du même exercice est amorti sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des salariés, soit 7 ans pour les prestations de retraite.

En vue d'évaluer le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes, la Société a tenu compte du rendement prévu de la tranche de revenu fixe du portefeuille, du niveau historique de la prime de risque associée à d'autres catégories de placement du portefeuille, ainsi que des rendements futurs prévus pour chaque catégorie d'actif. Le rendement prévu pour chaque catégorie d'actif a été pondéré en fonction de la politique de composition des actifs, en vue d'établir un taux prévu de rendement à long terme des actifs à des fins d'hypothèse pour le portefeuille.



(ii) La charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées se fonde sur les hypothèses suivantes :

(en pourcentage)	Charge au titre des prestations de retraite			Charge au titre des autres prestations postérieures au départ à la retraite		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Taux d'actualisation	<b>6,50</b>	5,25	5,00	<b>6,00</b>	5,25	5,00
Rendement prévu de l'actif des régimes	<b>6,70</b>	6,50	6,50	<b>s.o.</b>	s.o.	s.o.
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,90</b>	5,00	5,00	<b>4,00</b>	4,75	4,75

### Actifs et objectifs de placement des régimes

L'objectif de placement à long terme de la Société est de garantir les prestations déterminées, tout en gérant la variabilité et le montant de ses cotisations. Le portefeuille est rééquilibré périodiquement, au besoin, et sa composition en actions ne doit en aucun temps dépasser 65 %. Les actifs des régimes se limitent à ceux qui sont permis par la loi, le cas échéant. Les placements sont effectués par l'intermédiaire de caisses en gestion commune, de fonds communs de placement, de sociétés d'investissement à capital variable, de caisses en gestion distincte ou de fonds cotés en Bourse.

La répartition moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la Société, en fonction des cours du marché, aux 31 décembre 2009 et 2008 et la répartition cible pour 2010 s'établissent comme suit :

Catégorie d'actifs	Pourcentage de la répartition cible	Pourcentage de l'actif des régimes	
	2010	2009	2008
Titres de capitaux propres	57	<b>59</b>	57
Titres à revenu fixe	43	<b>41</b>	43
Total	100	<b>100</b>	100

Les titres de capitaux propres ne comprennent aucun placement direct dans des actions de Suncor.

### Flux de trésorerie

La Société prévoit que ses cotisations à ses régimes de retraite à prestations déterminées en 2010 atteindront approximativement 133 millions \$. Les versements prévus des prestations pour l'ensemble des régimes devraient s'établir comme suit :

	Prestations de retraite	Autres prestations postérieures au départ à la retraite
2010	136	18
2011	145	19
2012	153	21
2013	163	23
2014	170	24
2015 – 2019	963	141
Total	1 730	246

## 15. CAPITAL-ACTIONS

### Autorisé

#### Actions ordinaires

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

#### Actions privilégiées

La Société est autorisée à émettre, en séries, un nombre illimité d'actions privilégiées sans valeur nominale.

## Émises

	Actions ordinaires	
	Nombre (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
Solde au 31 décembre 2006	919 888	794
Émises contre espèces aux termes des régimes d'options sur actions	5 388	74
Émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	290	13
Solde au 31 décembre 2007	925 566	881
Émises contre espèces aux termes des régimes d'options sur actions	9 823	226
Émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	135	6
Solde au 31 décembre 2008	935 524	1 113
Actions émises aux actionnaires de Petro-Canada (note 2)	<b>621 142</b>	<b>18 878</b>
Émises contre espèces aux termes des régimes d'options sur actions	<b>2 968</b>	<b>57</b>
Émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	<b>144</b>	<b>5</b>
<b>Solde au 31 décembre 2009</b>	<b>1 559 778</b>	<b>20 053</b>

### Rémunération à base d'actions

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

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

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

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

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

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

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

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

#### a) Régimes d'options sur actions :

##### i) Options sur actions liées au rendement SunShare 2012

L'attribution d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Au total, la Société a attribué 1 204 000 options en 2009 (2 637 000 en 2008; 15 686 000 en 2007) à tous les employés permanents à temps plein et à temps partiel admissibles, qu'ils soient dirigeants ou non, aux termes de son Régime d'options sur actions liées au rendement « SunShare 2012 ». Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, 25 % des options en cours ont été acquises et la tranche restante des options en cours de 75 % pourront être acquises le 1<sup>er</sup> janvier 2013, si certains objectifs de rendement précis sont réalisés. Toutes les options non acquises le 1<sup>er</sup> janvier 2013 qui ne seront pas échues ou n'auront pas été annulées viendront automatiquement à échéance.

## ii) Options sur actions à l'intention des dirigeants

L'attribution d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Dans le cadre de ce régime, la Société a attribué au total 711 000 options en 2009 (895 000 en 2008; 958 000 en 2007) aux administrateurs qui ne sont pas des salariés et à certains dirigeants et autres cadres supérieurs de la Société. Les options attribuées ont une durée de 10 ans et sont acquises annuellement sur une période de trois ans.

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

L'attribution d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Dans le cadre de ce régime, la Société a attribué au total, 571 000 options en 2009 (2 375 000 en 2008; 2 370 000 en 2007) à des cadres supérieurs et à des employés clés non initiés. Les options attribuées ont une durée de 10 ans et sont acquises annuellement sur une période de trois ans.

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

L'attribution d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 2, chaque option en cours attribuée en vertu du régime d'options sur actions de Petro-Canada permettant d'acheter des actions ordinaires de Petro-Canada a été échangée le 1<sup>er</sup> août 2009 pour 1,28 option permettant d'acheter des actions ordinaires de Suncor, pour un total de 29,9 millions d'options en cours au 1<sup>er</sup> août 2009. La même équation de change a été appliquée au prix d'exercice de ces options.

Les options rajustées, attribuées aux dirigeants et à certains salariés, ont une durée de 10 ans si elles ont été attribuées avant 2004 et de sept ans si elles ont été attribuées après 2003. Les porteurs des options attribuées après 2003 peuvent exercer celles-ci en échange d'un paiement au comptant. Au total, 22,8 millions d'options rajustées en cours le 1<sup>er</sup> août 2009 comprenaient une MVC et sont comptabilisées dans les charges à payer et autres des bilans consolidés, selon leur valeur intrinsèque à chaque fin de période. Toutes les options rajustées sont acquises sur des périodes maximales de quatre ans.

## v) Options sur actions de Suncor Énergie Inc.

Ce régime remplace les régimes d'options sur actions avant la fusion des anciennes sociétés Petro-Canada et Suncor. La Société a attribué 4 000 options dans le cadre de ce régime qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009. Les options rajustées 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. Les options attribuées ont une durée de sept ans et sont acquises annuellement sur une période de trois ans.

Toutes les options sur actions ordinaires attribuées par la Société pour les exercices indiqués figurent dans les tableaux suivants :

	Nombre (en milliers)	Fourchette des prix d'exercice par action (en dollars)	Prix d'exercice moyen pondéré par action (en dollars)
Options en cours au 31 décembre 2006	39 618	3,89 – 50,90	19,24
Options attribuées	21 104	35,28 – 53,51	46,68
Options exercées contre des actions	(5 388)	3,89 – 46,06	11,38
Options frappées d'extinction/expirées	(1 334)	12,66 – 50,87	32,84
Options en cours au 31 décembre 2007	54 000	5,06 – 53,51	30,31
Options attribuées	5 907	23,30 – 69,97	50,78
Options exercées contre des actions	(9 823)	5,06 – 50,86	19,69
Options frappées d'extinction/expirées	(3 682)	12,31 – 67,58	41,72
Options en cours au 31 décembre 2008	46 402	5,06 – 69,97	34,55
Options attribuées	<b>2 490</b>	<b>20,99 – 49,67</b>	<b>35,78</b>
Options rajustées émises aux porteurs d'options d'actions de Petro-Canada	<b>29 900</b>	<b>8,22 – 44,27</b>	<b>28,05</b>
Options exercées contre des actions	<b>(2 870)</b>	<b>5,06 – 36,68</b>	<b>13,69</b>
Options frappées d'extinction/expirées	<b>(3 898)</b>	<b>13,31 – 71,12</b>	<b>40,48</b>
<b>Options en cours au 31 décembre 2009</b>	<b>72 024</b>	<b>7,84 – 72,68</b>	<b>32,52</b>
<b>Options pouvant être exercées au 31 décembre 2009</b>	<b>42 755</b>	<b>7,84 – 72,68</b>	<b>26,16</b>

Le nombre d'actions ordinaires dont l'émission a été autorisée par le Conseil d'administration et à l'égard desquelles des options peuvent être attribuées à l'avenir s'établissait comme suit aux 31 décembre :

(en milliers d'actions ordinaires)	2009	2008	2007
	<b>15 942</b>	12 345	14 570

Une analyse des options sur actions ordinaires en cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2009 figure dans le tableau suivant :

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

#### Juste valeur des options attribuées

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

	2009	2008	2007
Dividende annuel par action	<b>0,30 \$</b>	0,20 \$	0,19 \$
Taux d'intérêt sans risque	<b>2,31 %</b>	3,35 %	4,22 %
Durée prévue	<b>5 ans</b>	6 ans	6 ans
Volatilité prévue	<b>47 %</b>	30 %	30 %
Juste valeur moyenne pondérée par action	<b>10,28 \$</b>	13,86 \$	14,89 \$

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

L'attribution d'options dans le cadre de ce régime a pris fin le 31 juillet 2009. Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 2, chaque DPVA en cours attribué aux termes de ce régime a été échangé pour 1,28 DPVA, ajoutant ainsi 15 353 000 DPVA au 1<sup>er</sup> août 2009. Les DPVA ont une durée de sept ans et sont acquis annuellement sur une période de quatre ans.

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

	Nombre (en milliers)	Fourchette des prix d'exercice par action (en dollars)	Prix d'exercice moyen pondéré par action (en dollars)
Actions émises aux actionnaires de Petro-Canada (note 2)	<b>15 353</b>	<b>19,13 – 46,13</b>	<b>28,74</b>
Actions exercées	<b>(306)</b>	<b>19,13 – 39,41</b>	<b>35,01</b>
Actions frappées d'extinction/expirées	<b>(982)</b>	<b>19,13 – 46,13</b>	<b>28,28</b>
<b>Actions en cours au 31 décembre 2009</b>	<b>14 065</b>	<b>19,13 – 46,13</b>	<b>28,63</b>
<b>Actions pouvant être exercées au 31 décembre 2009</b>	<b>2 740</b>	<b>19,13 – 46,13</b>	<b>35,45</b>

Un résumé des DPVA rajustés en cours et pouvant être exercés au 31 décembre 2009 figure dans le tableau suivant :

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

#### c) Unités d'actions différées (UAD)

La Société comptait 2 616 000 UAD en cours au 31 décembre 2009 (1 903 000 au 31 décembre 2008). Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 2, chaque UAD en cours de Petro-Canada a été rajustée de 1,28, ajoutant ainsi 1 008 000 UAD au 1<sup>er</sup> août 2009. Les UAD ont été attribuées à certains dirigeants dans le cadre de l'ancien programme d'encouragement à long terme de la Société. Les membres du Conseil d'administration reçoivent la moitié, ou à leur choix, la totalité de leur rémunération sous forme d'UAD. Les UAD ne sont rachetables qu'au moment où le titulaire cesse d'occuper son emploi ou de siéger au Conseil d'administration, selon le cas.

En 2009, 443 000 UAD ont été rachetées contre 16 millions \$ en espèces (473 000 UAD rachetées contre 30 millions \$ en espèces en 2008; 40 000 UAD rachetées contre 2 millions \$ en espèces en 2007). Avec le temps, les porteurs d'UAD sont admissibles à des UAD supplémentaires dont la valeur équivaut à celle des réinvestissements de dividendes notionnels futurs.

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

En 2009, la Société a émis 1 149 000 UAFR (795 000 en 2008; 830 000 en 2007) aux termes de son régime d'UAFR. Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 2, chaque UAFR en cours de Petro-Canada a été rajustée de 1,28, ajoutant ainsi 945 000 UAFR au 1<sup>er</sup> août 2009. Les UAFR sont acquises et réglées en espèces environ trois ans après la date de l'attribution, selon différents pourcentages (0 %, 50 %, 100 % et 150 %) qui dépendent du rendement de Suncor (facteur de rendement), lequel est mesuré en fonction du rendement total de l'action (plus-value des actions et dividendes versés) par rapport à un groupe de sociétés comparables. La charge de rémunération liée aux UAFR est établie sur la base du cours des actions ordinaires à la fin de la période et du facteur de rendement prévu. Cette charge est comptabilisée selon la méthode linéaire sur la durée de l'acquisition.

#### e) Unités d'actions restreintes (UAR)

En 2009, la Société a émis 2 715 000 UAR (1 078 000 en 2008) aux termes de son nouveau régime de rémunération à base d'actions à l'intention des employés « SunShare 2012 ». Aux termes du regroupement d'entreprises décrit à la note 2, chaque UAR en cours de Petro-Canada a été rajustée de 1,28, ajoutant ainsi 1 018 000 UAR au 1<sup>er</sup> août 2009.

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

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

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Régimes d'options sur actions	<b>148</b>	120	103
DPVA rajusté	<b>35</b>	—	—
Unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR)	<b>30</b>	(30)	60
Unités d'actions restreintes (UAR)	<b>50</b>	8	—
Unités d'actions différées (UAD)	<b>30</b>	(51)	21
<b>Total des charges au titre de la rémunération à base d'actions</b>	<b>293</b>	47	184

## 16. CHARGES À PAYER ET AUTRES PASSIFS

(en millions de dollars)	2009	2008
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <sup>(a)</sup>	2 888	1 444
Passifs au titre des avantages sociaux futurs (note 14)	1 128	191
Régimes de rémunération à base d'actions <sup>(b)</sup>	219	67
Produits reportés	94	161
Autres passifs financiers à long terme <sup>(c)</sup>	602	—
Autres	131	123
Total	5 062	1 986

### a) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Le tableau qui suit présente le rapprochement de la valeur comptable des obligations totales liées à la mise hors service d'immobilisations au début et à la fin de l'exercice :

(en millions de dollars)	2009	2008
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au début de l'exercice	1 600	1 072
Obligations contractées	253	38
Passifs de Petro-Canada acquis au cours de l'exercice (note 2) <sup>(1)</sup>	1 605	—
Modifications d'estimations	(145)	560
Obligations acquittées	(248)	(134)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	155	64
Change	(20)	—
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la fin de l'exercice	3 200	1 600
Moins : tranche à court terme	(312)	(156)
	2 888	1 444

(1) La majorité du passif des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations acquises dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada a été actualisée au 1<sup>er</sup> août 2009 en utilisant le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit à long terme de 6,5 % à ce moment-là.

Les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations au 31 décembre 2009 totalisaient environ 8,3 milliards \$ (3,5 milliards \$ en 2008). La presque totalité du passif constaté en 2009 a été actualisée selon le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit à long terme de la Société de 6,2 % (9,0 % en 2008). Ce taux reflète l'échéancier prévu du passif connexe. Les paiements visant à régler les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont versés sur une base régulière et se poursuivront au-delà de la durée de vie des actifs d'exploitation qui peut dépasser cinquante ans. La tranche à court terme des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est incluse dans les comptes créditeurs et charges à payer.

Dans une large proportion, les immobilisations de la Société, y compris les installations de valorisation des sables pétroliers et les raffineries situées en aval, comportent des obligations liées à leur mise hors service dont la juste valeur ne peut être raisonnablement établie en raison de leur durée de vie utile actuellement indéfinie. L'obligation liée à la mise hors service de ces immobilisations sera inscrite dans la première période au cours de laquelle leur durée de vie utile pourra être établie.

### b) Régimes de rémunération à base d'actions

La portion des régimes de rémunération à base d'actions qui devrait être payée à l'intérieur d'une année est incluse dans les passifs à court terme et atteint un montant additionnel de 10 millions \$ (8 millions \$ en 2008). Voir la note 15 pour plus d'information sur nos primes de rémunération à base d'actions liées au passif.

### c) Autre passif financier à long terme

Dans le cadre du regroupement d'entreprises décrit à la note 2, la Société a assumé une obligation liée à l'acquisition par Petro-Canada, en 2007, d'une participation additionnelle de 5 % dans le projet Fort Hills acquise d'un autre partenaire dans le projet. Pour payer cet investissement, la Société financera des dépenses de 375 millions \$ de plus que sa participation directe. Lors de l'acquisition de Petro-Canada, cette obligation a été réévaluée selon un modèle de paiement estimé pour le financement, et actualisée en utilisant le coût de la dette estimée de la Société. Au 31 décembre 2009, la valeur comptable de l'obligation liée à Fort Hills atteignait 322 millions \$.

La Société a aussi assumé le solde de 500 millions \$ US de l'obligation liée à la prime à la signature de la ratification de six contrats d'exploration et de partage de la production en Libye par Petro-Canada en 2008, payable par versements jusqu'en 2013. Au moment de l'acquisition de Petro-Canada, cette obligation a été réévaluée en utilisant le coût de la dette estimée de la Société. Au 31 décembre 2009, la valeur comptable de l'obligation liée à la Libye était de 511 millions \$, dont la tranche à court terme est de 231 millions \$, et est constatée dans les comptes créditeurs et les charges à payer.

## 17. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

(en millions de dollars)	2009	2008
<b>Emprunts à échéances déterminées, remboursables au gré de la Société</b>		
Billets à 6,85 %, libellés en dollars US, échéant en 2039 (750 \$ US) <sup>(i)</sup>	785	918
Billets à 6,80 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (900 \$ US)	972	—
Billets à 6,50 %, libellés en dollars US, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 204	1 408
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2035 (600 \$ US)	578	—
Billets à 5,95 %, libellés en dollars US, échéant en 2034 (500 \$ US)	523	612
Billets à 5,35 %, libellés en dollars US, échéant en 2033 (300 \$ US)	266	—
Billets à 7,15 %, libellés en dollars US, échéant en 2032 (500 \$ US)	523	612
Billets à 6,10 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (1 250 \$ US) <sup>(ii)</sup>	1 308	1 531
Billets à 6,05 %, libellés en dollars US, échéant en 2018 (600 \$ US)	643	—
Billets à 5,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2014 (400 \$ US) <sup>(iii)</sup>	429	—
Billets à 4,00 %, libellés en dollars US, échéant en 2013 (300 \$ US)	313	—
Débetures à 7,00 %, libellées en dollars US, échéant en 2028 (250 \$ US)	271	—
Débetures à 7,875 %, libellées en dollars US, échéant en 2026 (275 \$ US)	325	—
Débetures à 9,25 %, libellées en dollars US, échéant en 2021 (300 \$ US)	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 <sup>(iii)</sup>	700	700
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %, échéant en 2011 <sup>(iv)</sup>	500	500
	<b>10 342</b>	<b>6 881</b>
<b>Emprunt renouvelable portant intérêt à des taux variables</b>		
Papier commercial <sup>(v)</sup> , acceptations bancaires et prêts au TIOL (intérêts de 0,7 % au 31 décembre 2009; 2,2 % en 2008)	3 244	934
Total de la dette à long terme non garantie	<b>13 586</b>	<b>7 815</b>
Dette à long terme garantie	13	13
Contrats de location-acquisition <sup>(vi)</sup>	326	103
Juste valeur des swaps d'intérêts	18	25
Frais de financement reportés	(63)	(72)
	<b>13 880</b>	<b>7 884</b>
Tranche à court terme de la dette à long terme		
Contrats de location-acquisition <sup>(vii)</sup>	(14)	(9)
Juste valeur des swaps d'intérêts	(11)	(9)
Total de la tranche à court terme de la dette à long terme	<b>(25)</b>	<b>(18)</b>
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>13 855</b>	<b>7 866</b>

(i) En juin 2008, la Société a émis des billets à 6,10 % d'un montant en capital de 1,25 milliard \$ US et des billets à 6,85 % d'un montant en capital de 750 millions \$ US, en vertu d'un prospectus préalable de base modifié visant un financement de 3,65 milliards \$ US. Ces billets portent des intérêts payés chaque semestre et viennent à échéance le 1<sup>er</sup> juin 2018 et le 1<sup>er</sup> juin 2039, respectivement. Le produit net a été ajouté aux fonds généraux de la Société, qui ont servi à financer le fonds de roulement, les investissements de maintien et le capital-développement, ainsi qu'à réduire l'encours du papier commercial.

(ii) Ces billets acquis le 1<sup>er</sup> août 2009 dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada, ont été initialement émis par PC Financial Partnership, une filiale financière en propriété exclusive de Petro-Canada. Suncor a garanti la totalité de ces effets sans conditions.

(iii) En mai 2008, la Société a émis des billets à moyen terme à 5,80 % d'un montant en capital de 700 millions \$, en vertu d'un prospectus préalable de base visant un financement de 2 000 millions \$. Ces billets portent des intérêts payés chaque semestre et viennent à échéance le 22 mai 2018. Le produit net a été ajouté aux fonds généraux de la Société et affecté au remboursement du papier commercial, qui avait initialement servi à financer les besoins en fonds de roulement, les investissements de maintien et le capital-développement.

- (iv) La Société a conclu des swaps de taux d'intérêt. Par suite de ces swaps, le taux d'intérêt effectif moyen diffère du taux d'intérêt stipulé des instruments d'emprunt à long terme sous-jacents.

Description des swaps	Valeur nominale du swap (en millions de dollars)	Échéance du swap	Taux d'intérêt en vigueur	
			2009	2008
Swap sur des effets à moyen terme de 6,70 % pour des taux variables	200	2011	2,0 %	4,8 %

- (v) La Société est autorisée à émettre du papier commercial jusqu'à concurrence de 2,5 milliards \$ et d'une durée n'excédant pas 365 jours. Le papier commercial est soutenu par des facilités de crédit engagées disponibles (se reporter ci-dessous à Facilités de crédit).
- (vi) Les taux d'intérêts sur les contrats de location-acquisition vont de 4,7 % à 13,4 % avec des dates d'échéance s'échelonnant de 2012 à 2037.

### Facilités de crédit

En 2009, la Société a acquis des facilités de crédit disponibles de l'ordre de 4 524 millions \$ dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada. Au 31 décembre 2009, la Société possédait des facilités de crédit disponibles de l'ordre de 8 188 millions \$, dont 4 208 millions \$ étaient inutilisées, tel que décrit ci-dessous :

(en millions de dollars)	2009
Facilité renouvelable pour 364 jours, remboursable dans un an et échéant en 2010	61
Facilité renouvelable pour quatre ans et échéant en 2013	209
Facilités renouvelables pour cinq ans et échéant en 2013	7 320
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	598
<b>Total des facilités de crédit disponibles</b>	<b>8 188</b>
Facilités de crédit soutenant la dette renouvelable	(3 244)
Facilités de crédit soutenant des lettres de crédit de soutien	(736)
<b>Total des facilités de crédit inutilisées</b>	<b>4 208</b>

Certains billets et certaines débetures ont été acquis par la Société dans le cadre de la fusion décrite à la note 2 et ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date de l'acquisition, montant qui était supérieur au capital. La différence entre la juste valeur et le capital de ces dettes de 121 millions \$ est amortie sur la durée de vie restante de la dette acquise.

## 18. POLITIQUES FINANCIÈRES CONCERNANT 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<sup>(1)</sup> et le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres.

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

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 exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, la Société avait respecté tous ces engagements financiers.

La stratégie de la Société en 2009, la même qu'en 2008, consistait à respecter les mesures établies dans le tableau suivant. La Société croit qu'atteindre les cibles en matière de capital contribue à lui donner accès à des capitaux à un coût raisonnable, car



elle conserve ainsi une cote de crédit de première qualité. La Société exerce ses activités dans un secteur cyclique et les ratios peuvent dépasser les cibles de la direction périodiquement.

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

L'augmentation des niveaux d'endettement découle de la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009 qui a fait en sorte que notre mesure de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a augmenté de façon importante, étant donné que le calcul n'inclut que cinq mois de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation afférentes à l'ancienne société Petro-Canada.

(1) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont exprimés avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont les mêmes que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie inclus dans les états financiers consolidés des flux de trésorerie.

## 19. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS, ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ET GARANTIES

### a) Engagements découlant de l'exploitation

(en millions de dollars)	Transport par pipeline, services énergétiques et contrats de livraison <sup>(1)</sup>	Location- exploitation
2010	714	376
2011	708	212
2012	707	160
2013	688	114
2014	647	101
Par la suite	7 538	759
<b>Total</b>	<b>11 002</b>	<b>1 722</b>

(1) Comprennent des droits annuels payables aux termes de contrats de services de transport conclus avec de grandes sociétés de pipelines, en vue d'utiliser une partie de leur capacité de transport par pipelines et de stockage, selon le cas, pour le transport de produits au Canada et aux États-Unis.

Aux termes de contrats à long terme sur l'énergie, Suncor s'est engagée à obtenir une partie de l'électricité et de la vapeur générées par certaines installations de cogénération appartenant à une importante société d'énergie indépendante et les obligations associées au remboursement de BG Gas Marketing pour des quantités de gaz liées au contrat de ventes de liquides de gaz naturel à Trinité.

En plus des obligations découlant de l'exploitation quantifiées dans le tableau ci-dessus, nous avons d'autres obligations en matière de produits et de services et de matières premières que nous avons assumées dans le cours normal de nos activités et que nous pouvons résilier moyennant un bref préavis. Les obligations d'achat de marchandises pour lesquelles il existe un marché actif et fortement liquide et qui devraient être revendues peu après l'achat sont un exemple des éléments exclus.

### Pétrole brut

Au 31 décembre 2009, Suncor avait des engagements d'achat liés au pétrole brut, principalement pour l'approvisionnement de ses raffineries. Les engagements liés au pétrole brut se composent de contrats à tacite reconduction aux prix du marché d'un

volume total de 245 000 barils de pétrole brut par jour (182 000 barils par jour en 2008), dont la plupart comprennent des clauses de résiliation à trente jours qui sont normales dans l'industrie.

#### **Gaz naturel**

Au 31 décembre 2009, Suncor avait des engagements d'achat liés au gaz naturel pour des échanges de nature physique. Les engagements liés au gaz naturel se composent de contrats à prix fixe d'un volume total de 7 millions de gigajoules (8 millions en 2008) dont la fourchette de prix varie entre 4,51 \$ CA et 7,05 \$ CA le GJ (5,80 \$ et 9,47 \$ le GJ en 2008) et dont les échéances s'échelonnent jusqu'en octobre 2010 (décembre 2009 en 2008). Ces engagements comprennent également des contrats aux prix du marché d'un volume total de 60 millions de gigajoules (17 millions en 2008) dont les échéances vont jusqu'en octobre 2015 (octobre 2009 pour 2008).

#### **Produits raffinés**

Au 31 décembre 2009, les engagements d'achat importants de Suncor liés aux produits finis pour ses raffineries se composaient de contrats au prix du marché d'un volume total de 5 429 millions de litres et dont les échéances s'échelonnent jusqu'en 2012.

#### **b) Éventualités**

La Société est assujettie à diverses exigences prescrites par la loi et les règlements en matière de protection de l'environnement. Ces exigences, qui s'ajoutent aux accords contractuels et aux décisions de la direction, donnent lieu à la comptabilisation d'obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations. Ces estimations peuvent varier considérablement, selon des facteurs tels que les antécédents d'exploitation et les modifications des lois et règlements.

La Société réduit son exposition à certains risques opérationnels en maintenant un programme d'assurance tous risques dans les limites et les franchises que la direction croit acceptables.

La Société possède une assurance contre les dommages matériels et les pertes d'exploitation comportant des limites de protection et des franchises variées en fonction des actifs. Au 31 décembre 2009, le programme d'assurance de Suncor comprenait une limite de protection maximale de 1,35 milliard \$ US pour les risques liés aux sables pétrolifères, de 1,25 milliard \$ US pour les risques liés aux activités extracôticières et de 420 millions \$ US pour les risques liés au raffinage. Ces limites ne comportent aucune franchise ou période d'attente et sont assujetties à certains plafonds de prix et de volume. La Société possède également une assurance sur les biens principaux de 250 millions \$ US couvrant la totalité de ses actifs.

Suncor croit que son assurance responsabilité civile, biens et perte d'exploitation est adéquate, bien qu'une telle assurance ne fournisse pas une protection pour toutes les circonstances ou pour les arrêts prolongés. Les programmes d'assurance ultérieurs seront peut-être différents en raison des conditions du marché ou d'autres facteurs commerciaux.

La Société est défenderesse ou demanderesse dans un certain nombre de poursuites dans le cours normal des activités. Elle estime que toute obligation découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence grave sur sa situation financière consolidée.

Les coûts attribuables à ces engagements et éventualités devraient être engagés sur une période prolongée et être financés par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société. Bien qu'il soit actuellement impossible d'en établir l'incidence finale sur le bénéfice net, il est toutefois possible d'avancer qu'elle pourrait être considérable.

#### **c) Entités à détenteurs de droits variables**

La note d'orientation concernant la comptabilité 15 (NOC-15) de l'ICCA, intitulée *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, fournit des critères de définition des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) et d'autres critères pour déterminer quelle entité, le cas échéant, devrait les consolider. Les entités dans lesquelles les investissements en instruments de capitaux propres n'ont pas les caractéristiques d'une participation financière conférant le contrôle, ou ne sont pas suffisants pour que l'entité finance ses activités sans soutien financier subordonné additionnel, doivent être consolidées par une société si cette société est considérée comme le principal bénéficiaire. Le principal bénéficiaire est la partie qui assume la plus grande partie du risque de perte lié aux activités de l'EDDV ou a le droit de recevoir la plus grande partie des rendements résiduels de l'EDDV, ou les deux. La Société a déterminé que certains contrats de concessionnaire des ventes au détail et de distributeur-grossiste constitueraient des EDDV, bien que la Société n'ait aucune participation dans ces entités. La Société, toutefois, n'est pas le principal bénéficiaire et, par conséquent, la consolidation n'est pas exigée. Dans le cas de certains de ces contrats de concessionnaire des ventes au détail, la Société a fourni des garanties de prêts. La direction estime que l'exposition maximale de la Société à des pertes découlant de ces contrats ne serait pas significative.

## d) Garanties et arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2009, la Société avait conclu diverses ententes d'indemnisation avec des tiers, tel qu'il est décrit ci-après.

La Société a accepté d'indemniser les porteurs de tous les billets et toutes les débetures, de même que les prêteurs accordant les facilités de crédit de la Société (se reporter à la note 17) contre les coûts additionnels liés aux impôts et taxes, aux prélèvements ou aux autres frais ou conditions gouvernementaux, y compris toutes les retenues à la source exigées. Des conditions d'indemnisation s'appliquent aussi à certains baux visant des installations ou du matériel.

Il n'y a aucune limite au montant maximal payable en vertu des conventions d'indemnisation décrites ci-haut. La Société est incapable de déterminer le montant maximal pouvant être exigible car la réglementation et la législation gouvernementales sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Aux termes de ces conventions, la Société a l'option de racheter ou de résilier ces contrats si des coûts additionnels sont engagés.

## 20. 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 :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2009	2008
Ajustement non réalisé à la conversion des devises	(248)	84
Gains non réalisés sur les contrats dérivés désignés comme couvertures	15	13
Total	(233)	97

## 21. INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

en millions de dollars)	2009	2008	2007
Secteurs géographiques			
Produits			
Canada	20 184	23 742	13 262
États-Unis	4 010	4 794	3 943
Autres	1 286	101	109
	25 480	28 637	17 314
Total de l'actif			
Canada	54 259	29 178	21 615
États-Unis	5 239	2 840	2 556
Autres	10 248	510	338
	69 746	32 528	24 509
Charges d'exploration			
Frais de géologie et de géophysique	85	29	28
Coûts des forages improductifs	173	61	67
Autres	10	—	—
Total	268	90	95
Provision pour créances douteuses	16	4	3

## 22. ÉVÉNEMENTS SUBSÉQUENTS

Un incendie survenu le 9 février 2010 a endommagé des parties d'une des usines de valorisation de la Société. L'évaluation des dommages est en cours, le calendrier prévu des réparations a été établi et les travaux de réparation ont débuté. La Société prévoit le retour à la production de l'usine endommagée au début d'avril 2010. Selon l'évaluation des dommages et le calendrier des réparations, ainsi que les délais d'attente et les franchises applicables, la Société ne prévoit pas que les assurances joueront un rôle important pour atténuer les pertes liées à cet incident.

Le 9 février 2010, Suncor a signé un contrat visant à vendre certains actifs de gaz naturel situés dans le Nord-Ouest de la Colombie-Britannique pour un produit de 390 millions \$. La vente devrait être conclue en mars 2010.

Le 25 février 2010, Suncor a signé un contrat visant à vendre ses actifs situés à Trinité-et-Tobago pour un produit de 396 millions \$ (380 millions \$ US). La vente devrait être conclue en mars 2010.

### 23. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux PCGR du Canada. L'application des PCGR des États-Unis aurait les effets suivants sur le bénéfice et sur le résultat étendu déjà établis :

(en millions de dollars)	Notes	2009	2008	2007
Bénéfice net déjà établi, PCGR du Canada		<b>1 146</b>	2 137	2 983
Ajustements				
Coûts de transaction et provisions	(a)	<b>(302)</b>	—	—
Charges au titre de la rémunération à base d'actions	(b)	<b>41</b>	(7)	15
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie (évaluation des stocks)	(e)	<b>(47)</b>	—	—
Charges d'impôts sur les bénéfices	(a,b,e)	<b>80</b>	1	(6)
Bénéfice net, PCGR des États-Unis		<b>918</b>	2 131	2 992
Obligation au titre des prestations de retraite et des autres prestations postérieures au départ à la retraite, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 22 \$ (20 \$ en 2008; 8 \$ en 2007)	(c)	<b>43</b>	43	17
Autres éléments du résultat étendu		<b>(330)</b>	350	(190)
Résultat étendu, PCGR des États-Unis		<b>631</b>	2 524	2 819
Par action ordinaire (en dollars)		<b>2009</b>	2008	2007
Bénéfice net par action, PCGR des États-Unis				
De base		<b>0,77</b>	2,29	3,24
Dilué		<b>0,76</b>	2,26	3,18

L'application des PCGR des États-Unis aurait les effets suivants sur les bilans consolidés déjà établis :

	Notes	Décembre 2009		Décembre 2008	
		Montants déjà établis	PCGR des États-Unis	Montants déjà établis	PCGR des États-Unis
Actif à court terme	(a,e)	<b>8 331</b>	<b>8 318</b>	3 237	3 237
Immobilisations corporelles, montant net		<b>57 485</b>	<b>57 485</b>	28 882	28 882
Autres actifs	(d)	<b>536</b>	<b>599</b>	388	460
Écart d'acquisition	(a)	<b>3 201</b>	<b>5 762</b>	21	21
Impôts futurs		<b>193</b>	<b>210</b>	—	—
Total de l'actif		<b>69 746</b>	<b>72 374</b>	32 528	32 600
Passif à court terme	(a,b)	<b>7 848</b>	<b>7 881</b>	3 538	3 538
Emprunts à long terme	(d)	<b>13 855</b>	<b>13 918</b>	7 866	7 938
Charges à payer et autres passifs	(b,c)	<b>5 062</b>	<b>5 119</b>	1 986	2 094
Impôts futurs	(a,b,c)	<b>8 870</b>	<b>8 840</b>	4 615	4 579
Capital-actions	(b)	<b>20 053</b>	<b>22 908</b>	1 113	1 201
Surplus d'apport	(b)	<b>526</b>	<b>546</b>	288	313
Bénéfices non répartis	(a,b,e)	<b>13 765</b>	<b>13 431</b>	13 025	12 919
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(c)	<b>(233)</b>	<b>(269)</b>	97	18
Total du passif et des capitaux propres		<b>69 746</b>	<b>72 374</b>	32 528	32 600

Certains montants comparatifs des périodes antérieures ont été reclassés afin de se conformer à la présentation courante.

#### a) Regroupement d'entreprises avec Petro-Canada

En vertu des PCGR des États-Unis, le prix d'achat total était de 22 225 millions \$. Les PCGR des États-Unis exigent que les 621,1 millions d'actions de Suncor offertes en contrepartie de la conclusion de la fusion soient évaluées à 34,84 \$ par action, soit le cours de l'action de Suncor au moment de la clôture de la transaction le 1<sup>er</sup> août 2009. En vertu des PCGR du Canada, le cours de l'action est celui évalué à la date de l'annonce de la fusion. En outre, les coûts de transactions de 124 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 43 millions \$) ne peuvent pas être inclus en contrepartie en vertu des PCGR des États-Unis et sont donc plutôt passés en charges.

En vertu des PCGR du Canada, les coûts de transactions ont été affectés à la trésorerie acquise dans le cadre du regroupement d'entreprises et comptabilisés dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement dans les états consolidés des flux de trésorerie. En vertu des PCGR des États-Unis, le montant de 124 millions \$ liés aux coûts de transactions serait inclus dans les bénéfices nets et donc constaté à titre de réduction dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

La juste valeur des passifs à court terme assumés par Suncor dans le cadre du regroupement d'entreprises en vertu des PCGR du Canada comprend 160 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 56 millions \$) de provisions pour les coûts de séparation et autres coûts associés à certaines activités de Petro-Canada qui ne pouvaient être constatées au moment de la fusion en vertu des PCGR des États-Unis et doivent donc être passées en charges au fur et à mesure qu'elles sont engagées. Au 31 décembre 2009, 99 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 36 millions \$) liés à ces provisions avaient été engagés, dont 12 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 4 millions \$) sont des passifs à court terme en vertu des PCGR des États-Unis.

Selon la note (b), en vertu des PCGR des États-Unis, les attributions de rémunération à base d'actions constatées à titre de passif sont calculées selon des méthodes qui diffèrent des PCGR du Canada. Au 1<sup>er</sup> août 2009, la valeur des MVC, DPVA, UAR et UAFR calculée selon les méthodes prescrites par les PCGR des États-Unis dépassait de 126 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 43 millions \$) la valeur calculée selon les méthodes prescrites par les PCGR du Canada.

En raison de ces écarts dans la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises, la valeur résultante de l'écart d'acquisition en vertu des PCGR des États-Unis atteint 5 762 millions \$, dont 5 474 millions \$ seraient affectés au secteur Sables pétrolifères et les autres 288 millions \$ seraient affectés au secteur Raffinage et commercialisation.

#### **b) Rémunération à base d'actions**

En vertu des PCGR du Canada, les options sur actions comprenant une méthode de versement au comptant (MVC), des droits à la plus-value des actions (DPVA), des unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR) et des unités d'actions restreintes (UAR) de la Société sont mesurées selon la valeur intrinsèque, technique d'évaluation de la juste valeur que ne permettent pas les PCGR des États-Unis. Aux fins des PCGR des États-Unis, la juste valeur de nos options avec MVC et DPVA a été mesurée selon le modèle d'évaluation du prix des actions de Black-Scholes, alors que celle de nos UAFR et UAR a été mesurée en utilisant une méthode de simulation du type Monte Carlo. L'incidence sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 correspond au recouvrement de la charge de rémunération à base d'actions déjà constatée de 31 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 10 millions \$ (charge de 2 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 1 million \$ en 2008; recouvrement de 17 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 6 millions \$ en 2007).

En vertu des PCGR du Canada, la charge de rémunération liée aux options sur actions ordinaires attribuées avant le 1<sup>er</sup> janvier 2003 (« options avant 2003 ») n'est pas constatée dans les états consolidés des résultats. Les PCGR des États-Unis exigent la constatation de la charge liée aux options avant 2003 de la Société. Il n'y a eu aucune charge de la rémunération additionnelle à constater en 2009, étant donné que les charges résiduelles pour les options antérieures à 2003 ont été constatées en 2008, (4 millions \$ en 2008 et 8 millions \$ en 2007). Il n'y a eu aucune incidence sur les impôts sur les bénéfices.

#### **c) Comptabilisation des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite**

Les PCGR des États-Unis exigent que la Société comptabilise, au bilan, la surcapitalisation ou la sous-capitalisation d'un régime d'avantages à la retraite à prestations déterminées à titre d'actif ou de passif. Les variations de la situation de capitalisation doivent être constatées dans le résultat étendu, déduction faite des impôts, dans l'exercice au cours duquel elles se produisent. À l'heure actuelle, les PCGR du Canada n'exigent pas que la Société tienne compte de la situation de capitalisation de ces régimes dans son bilan consolidé. En 2009, les autres éléments du résultat étendu selon les PCGR des États-Unis augmenteraient de 43 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 22 millions \$ (43 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 20 millions \$ en 2008).

#### **d) Coûts de financement reportés**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007, selon les PCGR du Canada, les coûts de financement reportés sur la dette à long terme sont compris dans la valeur comptable de la dette connexe. Selon les PCGR des États-Unis, ces coûts sont constatés à titre de charge reportée. Par conséquent, un montant de 63 millions \$ aurait été reclassé et serait ainsi passé de la dette à long terme aux charges reportées et autres au 31 décembre 2009 (72 millions \$ au 31 décembre 2008).

## e) Stocks

Les PCGR des États-Unis exigent que les stocks soient mesurés au coût le plus bas ou à la valeur de réalisation nette et ne permettent pas de mesurer les stocks détenus aux fins de négociation à la juste valeur moins les coûts de vente. Par conséquent, la valeur des stocks de négociation d'énergie au 31 décembre 2009 était inférieure de 47 millions \$, avec la différence d'évaluation imputée aux produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie (32 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 15 millions \$).

## f) Information sur les flux de trésorerie

Outre ce qui est décrit à la note a), l'application des PCGR des États-Unis n'aurait aucune incidence importante sur les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation, d'investissement ou de financement totales de l'état consolidé des flux de trésorerie.

## Normes comptables récemment adoptées

### **Codification**

Le 15 septembre 2009, le Financial Accounting Standards Board (FASB) des États-Unis a instauré le *FASB Accounting Standards Codification* (« Codification ») à titre de source des PCGR des États-Unis faisant autorité pour les états financiers des exercices terminés après la date d'entrée en vigueur. La Codification n'a eu aucune incidence sur l'application des PCGR des États-Unis sur les états financiers de la Société établis selon les PCGR des États-Unis.

### **Regroupement d'entreprises**

En décembre 2007, le FASB a modifié la norme 805 « *Business Combinations* » et la norme 810 « *Consolidations* » qui entrent en vigueur pour tous les regroupements d'entreprises à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Ces normes exigent que les actifs identifiables acquis et les passifs assumés dans le cadre d'un regroupement d'entreprises soient comptabilisés à la juste valeur et que la majorité des coûts d'acquisition et de restructuration connexes soient passés en charges. L'incidence pour Suncor a été quantifiée à la section a) ci-dessus.

### **Exigences de déclaration des sociétés pétrolières et gazières**

En janvier 2010, le FASB a modifié la norme 932 intitulée « *Extractive Industries Oil and Gas* » afin d'harmoniser l'estimation des réserves pétrolières et gazières et les exigences de déclaration de la norme 932 aux changements mis en place par la réglementation finale intitulée *Modernization of Oil and Gas Reporting Requirements* de la Securities and Exchange Commission.

Les modifications prolongent la définition des activités de production pétrolière et gazière afin d'inclure les ressources tirées des activités minières, des couches de houille et des shales. Les nouveaux règlements permettent également l'utilisation de nouvelles technologies pour déterminer les réserves prouvées, si ces technologies avaient démontré mener de façon empirique à des conclusions fiables relativement aux volumes de réserves. Les nouveaux règlements exigeront aussi que les entreprises déclarent leurs réserves pétrolières et gazières fondées sur les prix annuels moyens déterminés par les prix en vigueur le premier jour du mois, plutôt que sur les prix de fin d'exercice. Les modifications sont en vigueur au 31 décembre 2009.

## Normes comptables récemment publiées

### **Consolidations**

En juin 2009, le FASB a publié des modifications à la norme 810 intitulée « *Consolidations* » afin d'améliorer les rapports financiers des entreprises aux prises avec des entités à détenteurs de droits variables (EDDV). Les modifications affectent la façon dont une société détermine à quel moment les entités seront consolidées, en remplaçant le calcul des primes et des risques fondé sur la quantité par une approche principalement fondée sur la qualité. Les modifications sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010. La Société ne prévoit pas apporter de changements dans ses rapports en ce qui concerne les entités à détenteurs de droits variables à la suite de ces modifications.

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non vérifiés)

### DONNÉES FINANCIÈRES<sup>(1)</sup>

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2009	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2008
	31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009		31 mars 2008	30 juin 2008	30 sept. 2008	31 déc. 2008	
<b>Produits (déduction faite des redevances)</b>	<b>4 633</b>	<b>4 768</b>	<b>8 443</b>	<b>7 636</b>	<b>25 480</b>	5 538	7 640	8 507	6 952	28 637
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>										
Sables pétrolifères	(110)	(307)	738	236	557	695	751	854	575	2 875
Gaz naturel	(10)	(28)	(111)	(50)	(199)	19	52	18	—	89
Côte Est du Canada	—	—	39	73	112	—	—	—	—	—
International	—	—	32	133	165	—	—	—	—	—
Raffinage et commercialisation	118	106	51	158	433	78	102	(11)	(174)	(5)
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(187)	178	180	(93)	78	(84)	(76)	(46)	(616)	(822)
	<b>(189)</b>	<b>(51)</b>	<b>929</b>	<b>457</b>	<b>1 146</b>	708	829	815	(215)	2 137
<b>Par action ordinaire</b>										
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires										
– de base	(0,20)	(0,06)	0,69	0,29	0,96	0,77	0,89	0,87	(0,24)	2,29
– dilué	(0,20)	(0,06)	0,68	0,29	0,95	0,75	0,87	0,86	(0,24)	2,26
Dividendes en espèces	0,05	0,05	0,10	0,10	0,30	0,05	0,05	0,05	0,05	0,20
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>										
Sables pétrolifères	480	174	242	355	1 251	924	1 232	1 030	321	3 507
Gaz naturel	53	42	74	160	329	84	122	98	63	367
Côte Est du Canada	—	—	130	205	335	—	—	—	—	—
International	—	—	163	453	616	—	—	—	—	—
Raffinage et commercialisation	222	198	275	268	963	173	237	19	(181)	248
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	46	(119)	(310)	(312)	(695)	(31)	(61)	(1)	28	(65)
	<b>801</b>	<b>295</b>	<b>574</b>	<b>1 129</b>	<b>2 799</b>	1 150	1 530	1 146	231	4 057

(1) Les données financières incluent les résultats de la société Suncor post-fusion à partir du 1<sup>er</sup> août 2009. Ainsi, les montants reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à partir du 1<sup>er</sup> août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor du 1<sup>er</sup> janvier au 31 juillet 2009. Les montants comparatifs ne reflètent que les résultats de 2008 de l'ancienne société Suncor.

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non vérifiés) (suite)

### DONNÉES D'EXPLOITATION

	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2009	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2008
	31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009		31 mars 2008	30 juin 2008	30 sept. 2008	31 déc. 2008	
<b>SABLES PÉTROLIFÈRES</b>										
<b>Production<sup>(a)</sup></b>										
Production totale (en excluant Syncrude)	278,0	301,0	305,3	278,9	290,6	248,0	174,6	245,6	243,8	228,0
Firebag <sup>(b)</sup>	42,4	48,3	54,3	51,1	49,1	34,6	34,7	40,4	39,7	37,4
Mackay River <sup>(b)</sup>	—	—	26,5***	31,7	29,7***	—	—	—	—	—
Syncrude	—	—	37,4***	39,3	38,5***	—	—	—	—	—
<b>Ventes<sup>(a)</sup></b>										
Brut léger peu sulfureux	108,8	99,4	89,6	100,8	99,6	96,2	68,2	48,1	95,7	77,0
Diesel	22,8	25,3	36,9	31,4	29,1	28,0	21,2	10,9	19,1	19,8
Brut léger sulfureux	102,7	150,5	146,8	142,4	135,7	120,8	91,8	157,4	144,2	128,7
Bitume	9,1	10,5	14,3	13,0	11,8	0,1	0,3	2,6	3,1	1,5
<b>Total des ventes</b>	<b>243,4</b>	<b>285,7</b>	<b>287,6</b>	<b>287,6</b>	<b>276,2</b>	<b>245,1</b>	<b>181,5</b>	<b>219,0</b>	<b>262,1</b>	<b>227,0</b>
<b>Prix de vente moyen<sup>(1)(c)</sup></b>										
Brut léger peu sulfureux*	54,64	65,83	71,99	77,71	67,26	100,93	122,12	125,70	63,69	98,66
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	48,80	62,71	67,51	72,93	64,18	93,09	120,52	114,74	59,77	95,14
Total*	52,78	63,79	68,91	74,61	65,29	96,22	122,39	117,14	61,20	96,33
Total	59,14	59,00	61,70	64,81	61,26	96,16	121,12	116,32	61,53	95,96
Prix de vente moyen – Syncrude <sup>(1)(c)</sup>	—	—	75,17	78,81	77,36	—	—	—	—	—
<b>Charges d'exploitation décaissées et charges d'exploitation totales – total des activités (en excluant Syncrude)<sup>(d)</sup></b>										
Charges décaissées	30,65	29,65	30,65	35,10	31,50	25,10	40,10	27,80	35,35	31,45
Gaz naturel	3,00	1,65	1,55	3,40	2,40	5,00	8,75	4,30	4,05	5,25
Bitume importé	0,05	—	0,05	0,20	0,05	1,45	2,00	1,90	1,90	1,80
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(2)</sup></b>										
Frais de démarrage de projets	0,65	0,35	0,45	0,50	0,45	0,30	0,90	0,35	0,30	0,40
<b>Charges d'exploitation décaissées totales<sup>(3)</sup></b>										
Amortissement et épuisement	7,30	7,20	7,60	10,00	8,00	5,75	8,30	6,70	7,50	6,95
<b>Charges d'exploitation totales<sup>(4)</sup></b>	<b>41,65</b>	<b>38,85</b>	<b>40,30</b>	<b>49,20</b>	<b>42,40</b>	<b>37,60</b>	<b>60,05</b>	<b>41,05</b>	<b>49,10</b>	<b>45,85</b>
<b>Charges d'exploitation décaissées et charges d'exploitation totales – Syncrude<sup>(d)***</sup></b>										
Charges décaissées	—	—	29,50	29,65	29,60	—	—	—	—	—
Gaz naturel	—	—	2,10	3,45	2,90	—	—	—	—	—
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(5)</sup></b>										
Frais de démarrage de projets	—	—	31,60	33,10	32,50	—	—	—	—	—
<b>Charges d'exploitation décaissées totales<sup>(6)</sup></b>										
Amortissement et épuisement	—	—	12,70	11,80	12,15	—	—	—	—	—
<b>Charges d'exploitation totales<sup>(7)</sup></b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>44,30</b>	<b>44,90</b>	<b>44,65</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>Charges d'exploitation décaissées et charges d'exploitation totales – production de bitume <i>in situ</i> seulement<sup>(c)</sup></b>										
Charges décaissées	10,50	11,15	10,25	11,35	10,90	14,60	10,10	10,75	16,55	13,00
Gaz naturel	7,90	5,25	4,30	6,05	5,70	14,10	14,55	11,30	9,65	12,30
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>(5)</sup></b>										
Frais de démarrage <i>in situ</i>	3,35	1,50	0,65	1,25	1,30	0,35	1,65	0,80	—	0,65
<b>Charges d'exploitation décaissées totales<sup>(6)</sup></b>										
Amortissement et épuisement	7,10	6,00	5,95	6,65	6,35	6,75	6,70	5,40	6,55	6,35
<b>Charges d'exploitation totales<sup>(7)</sup></b>	<b>28,85</b>	<b>23,90</b>	<b>21,15</b>	<b>25,30</b>	<b>24,25</b>	<b>35,80</b>	<b>33,00</b>	<b>28,25</b>	<b>32,75</b>	<b>32,30</b>

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.



## SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non vérifiés) (suite)

### DONNÉES D'EXPLOITATION (suite)

	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2009	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2008
	31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009		31 mars 2008	30 juin 2008	30 sept. 2008	31 déc. 2008	
<b>GAZ NATUREL</b>										
<b>Production brute</b>										
Gaz naturel <sup>(e)</sup>										
Ouest du Canada	200	192	477	620	374	209	205	197	195	202
Rocheuses américaines	—	—	40	54	24	—	—	—	—	—
Liquides de gaz naturel et pétrole brut <sup>(a)</sup>										
Ouest du Canada	3,1	3,2	8,3	10,8	6,4	3,3	3,4	2,6	3,1	3,1
Rocheuses américaines	—	—	2,4	4,2	1,7	—	—	—	—	—
Production brute totale <sup>(f)</sup>										
Ouest du Canada	219	211	527	685	412	229	226	213	213	220
Rocheuses américaines	—	—	54	79	34	—	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen<sup>(1)</sup></b>										
Gaz naturel <sup>(g)</sup>										
Ouest du Canada	5,63	3,56	2,79	3,99	3,70	7,30	9,62	9,10	6,90	8,23
Rocheuses américaines	—	—	3,01	4,62	3,93	—	—	—	—	—
Gaz naturel <sup>(g)*</sup>										
Ouest du Canada	5,61	3,52	2,77	3,99	3,68	7,31	9,68	9,14	6,84	8,25
Rocheuses américaines	—	—	3,01	4,62	3,93	—	—	—	—	—
Liquides de gaz naturel et pétrole brut <sup>(c)</sup>										
Ouest du Canada	39,03	41,39	53,28	60,06	52,97	64,14	86,14	96,88	39,31	70,89
Rocheuses américaines	—	—	67,08	74,19	71,62	—	—	—	—	—
<b>CÔTE EST DU CANADA***</b>										
<b>Production<sup>(a)</sup></b>										
Terra Nova	—	—	16,0	24,0	20,8	—	—	—	—	—
Hibernia	—	—	28,5	26,3	27,2	—	—	—	—	—
White Rose	—	—	5,1	13,3	10,0	—	—	—	—	—
<b>Production totale</b>										
	—	—	49,6	63,6	58,0	—	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen<sup>(1)</sup></b>										
	—	—	75,22	77,71	76,86	—	—	—	—	—
<b>INTERNATIONAL***</b>										
<b>Production<sup>(h)</sup></b>										
Mer du Nord										
Buzzard	—	—	29,4	59,9	47,8	—	—	—	—	—
Autres – R.-U.	—	—	11,4	18,2	15,5	—	—	—	—	—
Secteur néerlandais de la mer du Nord	—	—	13,8	12,9	13,2	—	—	—	—	—
Total – mer du Nord										
	—	—	54,6	91,0	76,5	—	—	—	—	—
Autres – International										
Libye	—	—	42,7	26,0	32,6	—	—	—	—	—
Trinité-et-Tobago	—	—	11,3	12,0	11,7	—	—	—	—	—
Total – autres – International										
	—	—	54,0	38,0	44,3	—	—	—	—	—
<b>Production totale</b>										
	—	—	108,6	129,0	120,8	—	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen<sup>(1)</sup> – mer du Nord<sup>(i)</sup></b>										
	—	—	68,67	71,46	71,63	—	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen<sup>(1)</sup> – autres – International<sup>(i)</sup></b>										
	—	—	62,40	59,04	61,25	—	—	—	—	—

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non vérifiés) (suite)

### DONNÉES D'EXPLOITATION (suite)

	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice
	31	30	30	31		31	30	30	31	
	mars 2009	juin 2009	sept. 2009	déc. 2009	2009	mars 2008	juin 2008	sept. 2008	déc. 2008	2008
<b>RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION</b>										
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>										
<b>Ventes de produits raffinés<sup>(i)</sup></b>										
Carburants de transport										
Essence										
– vente au détail	3,8	4,0	12,5	16,5	9,3	3,9	3,9	3,8	3,9	3,9
– autres	4,4	4,7	5,8	6,5	5,3	3,8	4,0	4,3	5,0	4,0
Distillat	5,1	5,4	10,3	13,9	8,8	4,8	5,6	5,2	5,4	5,2
Total des ventes de carburants de transport	13,3	14,1	28,6	36,9	23,4	12,5	13,5	13,3	14,3	13,1
Produits pétrochimiques	1,0	1,0	1,7	1,2	0,8	0,6	0,9	1,0	1,0	0,8
Asphalte	0,8	0,7	2,4	2,0	1,5	0,6	0,7	0,6	0,5	0,6
Autres	0,5	1,0	3,0	1,9	2,0	0,8	1,1	1,2	0,5	1,0
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>15,6</b>	<b>16,8</b>	<b>35,7</b>	<b>42,0</b>	<b>27,7</b>	<b>14,5</b>	<b>16,2</b>	<b>16,1</b>	<b>16,3</b>	<b>15,5</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>										
Brut traité aux raffineries <sup>(i)</sup>	11,3	11,8	25,5	28,3	29,6	9,9	11,5	11,6	11,2	11,0
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	84	87	94	83	87	89	103	104	101	99
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>										
<b>Ventes de produits raffinés<sup>(i)</sup></b>										
Carburants de transport										
Essence										
– vente au détail	0,7	0,6	3,8	5,0	2,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
– autres	7,5	8,3	12,3	13,4	10,4	7,0	7,8	7,2	7,1	7,3
Distillat	5,4	5,0	11,8	15,6	9,5	5,6	5,9	5,4	5,5	5,6
Total des ventes de carburants de transport	13,6	13,9	27,9	34,0	22,5	13,3	14,3	13,3	13,3	13,6
Asphalte	1,2	1,4	1,7	0,9	1,3	1,6	1,0	1,3	1,0	1,2
Autres	1,0	1,8	4,6	6,0	3,4	1,1	1,6	1,3	0,9	1,2
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>15,8</b>	<b>17,1</b>	<b>34,2</b>	<b>40,9</b>	<b>27,2</b>	<b>16,0</b>	<b>16,9</b>	<b>15,9</b>	<b>15,2</b>	<b>16,0</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>										
Brut traité aux raffineries <sup>(i)</sup>	14,2	15,6	27,8	33,4	33,6	13,1	14,5	13,5	13,6	13,7
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	96	106	100	96	97	92	102	95	95	96

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non vérifiés) (suite)

### DONNÉES D'EXPLOITATION (suite)

	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2009	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2008
	31	30	30	31		31	30	30	31	
	mars 2009	juin 2009	sept. 2009	déc. 2009		mars 2008	juin 2008	sept. 2008	déc. 2008	
<b>PRODUITS NETS</b>										
<b>Gaz naturel<sup>(9)</sup></b>										
<b>Ouest du Canada</b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	5,77	3,88	3,76	5,05	4,58	8,23	11,20	10,98	6,99	9,35
Redevances	(1,14)	0,33	(0,24)	(0,72)	(0,49)	(1,84)	(2,52)	(2,70)	(1,60)	(2,17)
Charges d'exploitation	(1,65)	(1,71)	(1,90)	(1,77)	(1,79)	(1,41)	(1,66)	(1,87)	(1,46)	(1,60)
Produits d'exploitation nets	2,98	2,50	1,62	2,56	2,30	4,98	7,02	6,41	3,93	5,58
Amortissement et épuisement	(2,97)	(2,92)	(2,73)	(2,62)	(2,74)	(2,85)	(2,68)	(3,08)	(2,98)	(2,89)
Frais généraux et autres	(0,78)	(1,63)	(1,60)	(1,09)	(1,29)	(0,88)	(0,92)	(1,95)	(1,23)	(1,23)
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	(0,77)	(2,05)	(2,71)	(1,15)	(1,73)	1,25	3,42	1,38	(0,28)	1,46
<b>Rocheuses américaines</b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	—	—	5,20	7,15	6,35	—	—	—	—	—
Redevances	—	—	(0,82)	(1,13)	(1,01)	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	—	—	(1,79)	(1,83)	(1,82)	—	—	—	—	—
Produits d'exploitation nets	—	—	2,59	4,19	3,52	—	—	—	—	—
Amortissement et épuisement	—	—	(3,20)	(3,44)	(3,35)	—	—	—	—	—
Frais généraux et autres	—	—	(0,47)	(0,66)	(0,58)	—	—	—	—	—
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	—	—	(1,08)	0,09	(0,41)	—	—	—	—	—
<b>Total Gaz naturel</b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	5,77	3,88	3,89	5,26	4,71	8,23	11,20	10,98	6,99	9,35
Redevances	(1,14)	0,33	(0,29)	(0,76)	(0,53)	(1,84)	(2,52)	(2,70)	(1,60)	(2,17)
Charges d'exploitation	(1,65)	(1,71)	(1,89)	(1,78)	(1,79)	(1,41)	(1,66)	(1,87)	(1,46)	(1,60)
Produits d'exploitation nets	2,98	2,50	1,71	2,72	2,39	4,98	7,02	6,41	3,93	5,58
Amortissement et épuisement	(2,97)	(2,92)	(2,78)	(2,70)	(2,79)	(2,85)	(2,68)	(3,08)	(2,98)	(2,89)
Frais généraux et autres	(0,78)	(1,63)	(1,49)	(1,05)	(1,23)	(0,88)	(0,92)	(1,95)	(1,23)	(1,23)
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	(0,77)	(2,05)	(2,56)	(1,03)	(1,63)	1,25	3,42	1,38	(0,28)	1,46

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non vérifiés) (suite)

### DONNÉES D'EXPLOITATION (suite)

	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2009	Trimestres terminés les				Total pour l'exercice 2008
	31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009		31 mars 2008	30 juin 2008	30 sept. 2008	31 déc. 2008	
<b>PRODUITS NETS (suite)</b>										
<b>Côte Est du Canada<sup>(c)</sup></b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	—	—	77,85	79,69	79,07	—	—	—	—	—
Redevances	—	—	(21,02)	(25,26)	(23,82)	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	—	—	(13,36)	(7,89)	(9,76)	—	—	—	—	—
Produits d'exploitation nets	—	—	43,47	46,54	45,49	—	—	—	—	—
Amortissement et épuisement	—	—	(17,48)	(26,56)	(23,47)	—	—	—	—	—
Frais généraux et autres	—	—	(0,52)	(1,33)	(1,05)	—	—	—	—	—
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	—	—	25,47	18,65	20,97	—	—	—	—	—
<b>International</b>										
<b>Mer du Nord<sup>(c)</sup></b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	—	—	72,06	71,46	71,63	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	—	—	(14,04)	(8,08)	(9,78)	—	—	—	—	—
Produits d'exploitation nets	—	—	58,02	63,38	61,85	—	—	—	—	—
Amortissement et épuisement	—	—	(24,54)	(34,63)	(31,76)	—	—	—	—	—
Frais généraux et autres	—	—	(7,61)	(4,62)	(5,48)	—	—	—	—	—
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	—	—	25,87	24,13	24,61	—	—	—	—	—
<b>Autres – International</b>										
<b>Afrique du Nord et Proche- Orient<sup>(c)</sup></b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	—	—	76,02	79,97	78,19	—	—	—	—	—
Redevances	—	—	(46,46)	(32,12)	(39,88)	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	—	—	(2,21)	(6,03)	(4,05)	—	—	—	—	—
Produits d'exploitation nets	—	—	27,35	41,82	34,26	—	—	—	—	—
Amortissement et épuisement	—	—	(2,31)	(7,70)	(4,89)	—	—	—	—	—
Frais généraux et autres	—	—	(5,21)	(10,15)	(7,57)	—	—	—	—	—
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	—	—	19,83	23,97	21,80	—	—	—	—	—
<b>Autres – International</b>										
<b>Nord de l'Amérique latine<sup>(g)</sup></b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	—	—	2,09	2,58	2,42	—	—	—	—	—
Redevances	—	—	(1,58)	(0,10)	(0,69)	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	—	—	(0,46)	(0,13)	(0,26)	—	—	—	—	—
Produits d'exploitation nets	—	—	0,05	2,35	1,47	—	—	—	—	—
Amortissement et épuisement	—	—	(0,79)	(1,84)	(1,44)	—	—	—	—	—
Frais généraux et autres	—	—	0,12	0,04	0,08	—	—	—	—	—
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	—	—	(0,62)	0,55	0,11	—	—	—	—	—
<b>Total International<sup>(i)</sup></b>										
Prix moyen réalisé <sup>(8)</sup>	—	—	67,42	67,96	67,86	—	—	—	—	—
Redevances	—	—	(19,25)	(6,52)	(11,17)	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	—	—	(8,22)	(6,99)	(7,44)	—	—	—	—	—
Produits d'exploitation nets	—	—	39,95	54,45	49,25	—	—	—	—	—
Amortissement et épuisement	—	—	(13,74)	(27,02)	(22,27)	—	—	—	—	—
Frais généraux et autres	—	—	(5,79)	(5,29)	(5,46)	—	—	—	—	—
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	—	—	20,42	22,14	21,52	—	—	—	—	—

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.

## SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES (non vérifiés)

(en millions de dollars)	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Produits (déduction faite des redevances)</b>					
Sables pétroliers	6 539	8 639	6 175	6 457	3 559
Gaz naturel	681	579	427	451	530
Côte Est du Canada	441	—	—	—	—
International	1 183	—	—	—	—
Raffinage et commercialisation	12 013	9 419	8 391	7 209	6 351
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	4 623	10 000	2 321	859	328
	<b>25 480</b>	<b>28 637</b>	<b>17 314</b>	<b>14 976</b>	<b>10 768</b>
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>					
Sables pétroliers	557	2 875	2 474	2 775	986
Gaz naturel	(199)	89	25	106	155
Côte Est du Canada	112	—	—	—	—
International	165	—	—	—	—
Raffinage et commercialisation	433	(5)	442	224	228
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	78	(822)	42	(136)	(115)
	<b>1 146</b>	<b>2 137</b>	<b>2 983</b>	<b>2 969</b>	<b>1 254</b>
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>					
Sables pétroliers	1 251	3 507	3 165	3 902	1 961
Gaz naturel	329	367	251	279	412
Côte Est du Canada	335	—	—	—	—
International	616	—	—	—	—
Raffinage et commercialisation	963	248	711	423	449
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(695)	(65)	(90)	(58)	(193)
	<b>2 799</b>	<b>4 057</b>	<b>4 037</b>	<b>4 546</b>	<b>2 629</b>
<b>Dépenses en immobilisations et charges d'exploitation</b>					
Sables pétroliers	2 807	7 391	4 566	2 463	2 013
Gaz naturel	320	342	537	458	365
Côte Est du Canada	123	—	—	—	—
International	543	—	—	—	—
Raffinage et commercialisation	409	226	449	745	789
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	44	28	77	27	63
	<b>4 246</b>	<b>7 987</b>	<b>5 629</b>	<b>3 693</b>	<b>3 230</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>69 476</b>	<b>32 528</b>	<b>24 509</b>	<b>18 959</b>	<b>15 335</b>
<b>Capital investi à la clôture<sup>(A)</sup></b>					
Dette à court terme et à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents	13 377	7 226	3 248	1 849	2 868
Capitaux propres	34 111	14 523	11 896	9 084	6 130
	<b>47 488</b>	<b>21 749</b>	<b>15 144</b>	<b>10 933</b>	<b>8 998</b>
Moins les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours	(13 365)	(6 583)	(4 148)	(2 649)	(2 938)
	<b>34 123</b>	<b>15 166</b>	<b>10 996</b>	<b>8 284</b>	<b>6 060</b>
<b>Total des effectifs de Suncor (à la fin de l'exercice)</b>	<b>12 978</b>	<b>6 798</b>	<b>6 465</b>	<b>5 766</b>	<b>5 152</b>

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.

## SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES (non vérifiés) (suite)

	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Dollars par action ordinaire</b>					
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>0,96</b>	2,29	3,23	3,23	1,37
Dividendes en espèces	<b>0,30</b>	0,20	0,19	0,15	0,12
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<b>2,34</b>	4,36	4,38	4,95	2,88
<b>Ratios</b>					
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(B)(C)</sup>	<b>2,6</b>	22,5	29,3	40,0	21,2
Rendement du capital investi (en pourcentage) <sup>(C)(D)</sup>	<b>1,8</b>	16,3	21,5	30,1	15,4
Rendement des capitaux propres (en pourcentage) <sup>(E)</sup>	<b>5,1</b>	16,2	28,4	39,0	22,7
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage) <sup>(F)</sup>	<b>28,9</b>	35,2	24,3	20,7	33,1
Ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en nombre de fois) <sup>(G)</sup>	<b>4,8</b>	1,8	0,8	0,4	1,1
Couverture des intérêts – flux de trésorerie (en nombre de fois) <sup>(H)</sup>	<b>7,2</b>	13,0	23,4	30,6	17,9
Couverture des intérêts – bénéfice net (en nombre de fois) <sup>(I)</sup>	<b>3,0</b>	8,9	18,8	25,5	13,5

(A) Capital investi – Somme des capitaux propres et de la dette à court terme, plus la dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents, moins les coûts capitalisés des projets majeurs en cours (le cas échéant).

(B) Bénéfice net ajusté en fonction des charges financières (produits financiers) après impôts pour l'exercice terminé, divisé par la moyenne du capital investi. La moyenne du capital investi correspond à la somme des capitaux propres et de la dette à court terme, plus la dette à long terme moins la trésorerie et les équivalents, moins les coûts capitalisés liés 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 rendement consolidé du capital investi. Un rapprochement annuel de cette mesure financière non définie par les PCGR figure dans le rapport de gestion à la page 64.

(C) L'augmentation du capital investi suite à la fusion avec Petro-Canada a fait diminuer de façon importante le rendement du capital étant donné que le calcul ne comprend que cinq mois de résultats liés aux activités de l'ancienne société Petro-Canada.

(D) Si le capital investi comprenait les coûts capitalisés se rapportant aux projets majeurs en cours, le rendement du capital investi correspondrait à celui qui est présenté ici.

(E) Bénéfice net exprimé en pourcentage de la moyenne des capitaux propres, laquelle correspond à la somme du total des capitaux propres au début et à la fin de l'exercice, divisée par deux.

(F) Dette à court terme plus la dette à long terme, divisées par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

(G) Dette à court terme plus la dette à long terme, moins trésorerie et équivalents, divisées par les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour l'exercice visé. L'augmentation des niveaux d'endettement découle de la fusion avec Petro-Canada qui a fait en sorte que notre mesure de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités a augmenté de façon importante, étant donné que le calcul n'inclut que cinq mois de flux de trésorerie liés aux activités afférentes à l'ancienne société Petro-Canada.

(H) Flux de trésorerie liés à l'exploitation, plus la charge d'impôts sur les bénéfices et intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.

(I) Bénéfice net plus impôts sur les bénéfices et intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.

## INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION (non vérifiés)

	2009	2008	2007	2006	2005
<b>SABLES PÉTROLIFÈRES</b>					
<b>Production<sup>(a)</sup></b>	<b>290,6</b>	228,0	235,6	260,0	171,3
<b>Ventes<sup>(a)</sup></b>					
Brut léger peu sulfureux	<b>99,6</b>	77,0	101,7	110,5	73,3
Diesel	<b>29,1</b>	19,8	25,0	28,2	15,6
Brut léger sulfureux	<b>135,7</b>	128,7	102,3	118,2	59,8
Bitume	<b>11,8</b>	1,5	5,7	6,2	16,6
	<b>276,2</b>	227,0	234,7	263,1	165,3
<b>Prix de vente moyen<sup>(c)</sup></b>					
Brut léger peu sulfureux*	<b>67,26</b>	98,66	78,03	71,98	49,93
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	<b>64,18</b>	95,14	70,86	65,17	56,90
Total*	<b>65,29</b>	96,33	74,07	68,03	62,68
Total	<b>61,26</b>	95,96	74,01	68,03	53,81
Charges d'exploitation décaissées – total des activités (en excluant Syncrude) <sup>(2)(d)</sup>	<b>33,95</b>	38,50	27,80	21,70	24,55
Charges d'exploitation décaissées totales – total des activités (en excluant Syncrude) <sup>(3)(d)</sup>	<b>34,40</b>	38,90	28,75	22,10	24,65
Charges d'exploitation totales – total des activités (en excluant Syncrude) <sup>(4)(d)</sup>	<b>42,40</b>	45,85	34,15	26,15	29,95
Charges d'exploitation décaissées – total des activités (Syncrude) <sup>(5)(d)****</sup>	<b>32,50</b>	—	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées totales – total des activités (Syncrude) <sup>(6)(d)****</sup>	<b>32,50</b>	—	—	—	—
Charges d'exploitation totales – total des activités (Syncrude) <sup>(7)(d)****</sup>	<b>44,65</b>	—	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> <sup>(5)(d)</sup>	<b>16,60</b>	25,30	20,75	17,30	22,20
Charges d'exploitation décaissées totales – production de bitume <i>in situ</i> <sup>(6)(d)</sup>	<b>17,90</b>	25,95	20,75	19,00	23,20
Charges d'exploitation totales – production de bitume <i>in situ</i> <sup>(7)(d)</sup>	<b>24,25</b>	32,30	26,95	24,55	28,10
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours <sup>(k)</sup>	<b>16 141</b>	9 352	6 605	5 039	4 468
<b>Rendement du capital investi</b> (en pourcentage)	<b>4,2</b>	35,5	43,0	53,1	23,0
<b>Rendement du capital investi</b> (en pourcentage)**	<b>2,5</b>	21,8	27,9	39,8	16,5

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.

**INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION** (non vérifiés)  
(suite)

	2009	2008	2007	2006	2005
<b>GAZ NATUREL</b>					
<b>Production brute</b>					
Gaz naturel <sup>(e)</sup>					
Ouest du Canada	374	202	196	191	190
Rocheuses américaines	24	—	—	—	—
Liquides de gaz naturel et pétrole brut <sup>(a)</sup>					
Ouest du Canada	6,4	3,1	3,1	3,0	3,2
Rocheuses américaines	1,7	—	—	—	—
Total <sup>(g)</sup>					
Ouest du Canada	412	220	215	209	209
Rocheuses américaines	34	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen</b>					
Gaz naturel <sup>(g)</sup>					
Ouest du Canada	3,70	8,23	6,32	7,15	8,57
Rocheuses américaines	3,93	—	—	—	—
Gaz naturel <sup>(g)*</sup>					
Ouest du Canada	3,68	8,25	6,27	6,95	8,59
Rocheuses américaines	3,93	—	—	—	—
Liquides de gaz naturel et pétrole brut – classique <sup>(c)</sup>					
Ouest du Canada	52,97	70,89	56,64	51,93	54,24
Rocheuses américaines	71,62	—	—	—	—
Capital investi à la fin de la période <sup>(k)</sup>	3 349	1 152	1 153	857	562
<b>Rendement du capital investi</b> (en pourcentage)	<b>(8,4)</b>	7,7	2,5	14,9	30,7

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.



**INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION** (non vérifiés)  
(suite)

	2009	2008	2007	2006	2005
<b>CÔTE EST DU CANADA***</b>					
<b>Production<sup>(a)</sup></b>					
Terra Nova	20,8	—	—	—	—
Hibernia	27,2	—	—	—	—
White Rose	10,0	—	—	—	—
<b>Production totale</b>	<b>58,0</b>	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen</b>	<b>76,86</b>	—	—	—	—
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours <sup>(k)</sup>	2 142	—	—	—	—
<b>Rendement du capital investi</b> (en pourcentage) <sup>(c)</sup>	<b>10,7</b>	—	—	—	—
<b>Rendement du capital investi</b> (en pourcentage)*	<b>6,5</b>	—	—	—	—
<b>INTERNATIONAL***</b>					
<b>Production<sup>(h)</sup></b>					
<i>Mer du Nord</i>					
Buzzard	47,8	—	—	—	—
Autres – R.-U.	15,5	—	—	—	—
Secteur néerlandais de la mer du Nord	13,2	—	—	—	—
<b>Total – mer du Nord</b>	<b>76,5</b>	—	—	—	—
<i>Autres – International</i>					
Libye	32,6	—	—	—	—
Trinité-et-Tobago	11,7	—	—	—	—
<b>Total – autres – International</b>	<b>44,3</b>	—	—	—	—
<b>Production totale</b>	<b>120,8</b>	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen – mer du Nord<sup>(c)</sup></b>	<b>71,63</b>	—	—	—	—
<b>Prix de vente moyen – autres International<sup>(f)</sup></b>	<b>61,25</b>	—	—	—	—
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours <sup>(k)</sup>	2 828	—	—	—	—
<b>Rendement du capital investi</b> (en pourcentage)	<b>11,5</b>	—	—	—	—
<b>Rendement du capital investi</b> (en pourcentage)*	<b>7,5</b>	—	—	—	—

## INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION (non vérifiés)

(suite)

	2009	2008	2007	2006	2005
<b>RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION</b>					
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>					
<b>Ventes de produits raffinés<sup>(i)</sup></b>					
Carburants de transport					
Essence					
– vente au détail	9,3	3,9	4,5	4,6	4,5
– autres	5,3	4,0	4,3	3,8	3,9
Distillat	8,8	5,2	5,4	3,9	4,2
<b>Total des ventes de carburants de transport</b>	<b>23,4</b>	<b>13,1</b>	<b>14,2</b>	<b>12,3</b>	<b>12,6</b>
Produits pétrochimiques					
Asphalte	1,5	0,6	0,3	—	—
Autres	2,0	1,0	2,2	1,9	1,9
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>27,7</b>	<b>15,5</b>	<b>17,6</b>	<b>15,1</b>	<b>15,2</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>					
Brut traité aux raffineries <sup>(i)</sup>					
	29,6	11,0	10,9	8,6	10,6
Utilisation de la capacité de raffinage					
(en pourcentage)	87	99	98	78	95
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>					
<b>Ventes de produits raffinés<sup>(i)</sup></b>					
Carburants de transport					
Essence					
– vente au détail	2,6	0,7	0,7	0,7	0,7
– autres	10,4	7,3	7,3	6,8	6,2
Distillat	9,5	5,6	5,2	4,6	4,1
<b>Total des ventes de carburants de transport</b>	<b>22,5</b>	<b>13,6</b>	<b>13,2</b>	<b>12,1</b>	<b>11,0</b>
Asphalte					
Autres	1,3	1,2	1,4	1,2	1,6
	3,4	1,2	1,3	1,1	1,1
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>27,2</b>	<b>16,0</b>	<b>15,9</b>	<b>14,4</b>	<b>13,7</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>					
Brut traité aux raffineries <sup>(i)</sup>					
	33,6	13,7	14,2	13,1	12,1
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)					
	97	96	99	92	98
Capital investi à la fin de la période, à l'exclusion des projets majeurs en cours <sup>(k)</sup>					
	8 304	2 974	2 489	1 938	907
<b>Rendement du capital investi (en pourcentage)</b>					
	7,5	1,8	20,0	19,3	27,5
<b>Rendement du capital investi (en pourcentage)**</b>					
	7,5	1,8	17,4	12,2	17,6
<b>Établissements de vente au détail (nombre à la fin de l'exercice)</b>					
	1 813	427	419	417	417

Les mesures du capital investi des exercices antérieurs n'ont pas été retraitées pour le déplacement des activités de négociation de l'énergie au secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations.

Se reporter à la page 128 pour les notes et les définitions.

## INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION (non vérifiés) (suite)

### 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 et elle exclut l'incidence réalisée des activités de couverture, sauf si mentionné.
- (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 selon la totalité de la production. Se reporter au rapport de gestion pour un rapprochement de cette mesure financière non définie par les PCGR.
- (3) Charges d'exploitation décaissées totales – Comprend les charges d'exploitation décaissées, telles qu'elles sont définies ci-dessus et les charges décaissées pour le démarrage. Les montants par baril sont calculés selon la totalité de la production.
- (4) Charges d'exploitation totales – Comprend les charges d'exploitation décaissées totales, telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges d'exploitation hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés selon la totalité de la production.
- (5) Charges d'exploitation décaissées – production de bitume *in situ* – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks) et de la charge de désactualisation. Les montants par baril sont calculés selon la production *in situ* seulement.
- (6) Charges d'exploitation décaissées totales – production de bitume *in situ* – Comprend les charges d'exploitation décaissées – production de bitume *in situ*, telle qu'elle est définie ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage des activités. Les montants par baril sont calculés selon la production *in situ* seulement.
- (7) Charges d'exploitation totales – production de bitume *in situ* – Comprend les charges d'exploitation décaissées – production de bitume *in situ*, telle qu'elle est définie ci-dessus, et les charges d'exploitation hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés selon la production *in situ* 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2009, le sommaire d'exploitation trimestriel reflète les résultats des activités d'exploitation depuis la fusion avec Petro-Canada le 1<sup>er</sup> août 2009.
- \*\*\*\* Les lecteurs sont avisés que les coûts 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 d'immobilisations parmi les producteurs.

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

### Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. – 1 m<sup>3</sup> (mètre cube) = environ 6,29 barils

## DONNÉES SUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS (non vérifiés)

Les actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York sous le symbole SU.

	Trimestres terminés les				Trimestres terminés les			
	31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009	31 mars 2008	30 juin 2008	30 sept. 2008	31 déc. 2008
<b>Actions</b>								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement (en milliers) <sup>(a)</sup>	936 550	937 005	1 349 263	1 559 512	926 216	928 572	930 393	931 524
<b>Cours</b> (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	34,22	40,13	39,84	40,79	56,14	73,10	62,37	43,78
Bas	21,15	27,44	29,90	34,66	40,92	47,78	39,61	18,80
Clôture	28,14	35,37	37,40	37,21	49,61	59,20	44,00	23,72
Bourse de New York – \$ US								
Haut	27,92	36,93	37,31	39,62	56,73	74,28	61,99	41,12
Bas	16,95	21,61	25,51	31,84	39,67	46,31	38,00	14,52
Clôture	22,21	30,34	34,56	35,31	52,61	68,56	51,64	19,02
<b>Actions négociées</b> (en milliers)								
Bourse de Toronto	408 851	361 886	339 790	277 779	219 094	226 392	266 381	396 680
Bourse de New York	778 887	697 065	541 485	436 930	342 938	371 303	458 534	720 851
<b>Données par action ordinaire</b> (en dollars)								
Bénéfice net attribuable aux titulaires d'actions ordinaires	(0,20)	(0,06)	0,69	0,29	0,77	0,89	0,87	(0,24)
Dividendes en espèces	0,05	0,05	0,10	0,10	0,05	0,05	0,05	0,05

(a) La Société comptait approximativement 3 028 titulaires inscrits d'actions ordinaires au 31 janvier 2010.

### Information destinée aux titulaires d'actions à l'extérieur du Canada

Les dividendes en espèces versés aux actionnaires résidant dans des pays avec lesquels le Canada a conclu une convention fiscale sont généralement assujettis à la retenue d'impôt de 15 % des non-résidents du Canada, taux qui baisse à 5 % sur les dividendes versés à une société qui est un résident des États-Unis qui détient au moins 10 % des actions avec droit de vote de la société.

## RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

### Inscription à la cote et symbole boursier.

Les actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto (TSX) et à la Bourse de New York sous le symbole SU.

### Dividendes

Le Conseil d'administration de Suncor revoit sa politique sur les dividendes chaque trimestre. En 2009, Suncor a versé un dividende global de 0,30 \$ par action ordinaire.

### Régime d'achat d'actions ordinaires et de réinvestissement de dividendes

Le régime d'achat d'actions ordinaires et de réinvestissement de dividendes de Suncor permet aux actionnaires d'investir les dividendes en espèces dans des actions ordinaires ou d'acquérir des actions supplémentaires par le biais de paiements en espèces facultatifs sans avoir à payer de frais de courtage, de frais de service ni d'autres frais liés à l'administration du régime. Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec Computershare Trust Company of Canada au 1-877-982-8760. D'autres renseignements relatifs au régime d'achat sont également disponibles dans la section Information sur les dividendes de notre site Web à [www.suncor.com/dividends](http://www.suncor.com/dividends).

### Agent des transferts et agent comptable des registres

Au Canada, l'agent de Suncor est Computershare Trust Company of Canada. Aux États-Unis, l'agent de Suncor est Computershare Trust Company, Inc.

### Vérificateurs indépendants

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

### Évaluateurs de réserves indépendants

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Ltd. et RPS Energy Plc.

### Assemblée annuelle

L'Assemblée annuelle des actionnaires de Suncor aura lieu à 10 h 30 (HNR), le 4 mai 2010, au Telus Convention Centre, 120-9<sup>e</sup> Avenue S.E., Calgary (Alberta). Les présentations seront faites en direct par webdiffusion à [www.suncor.com/webdiffusions](http://www.suncor.com/webdiffusions).

### Siège social

C.P. 38, 112 - 4th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada, T2P 2V5  
Téléphone : 403-269-8100 Numéro sans frais : 1-866-SUNCOR-1  
Télécopieur : 403-269-6217 Courriel : [info@suncor.com](mailto:info@suncor.com)

### Demandes des analystes et des investisseurs

John Rogers, vice-président, Relations avec les investisseurs  
Téléphone : 403-269-8670 Télécopieur : 403-269-6217 Courriel : [invest@suncor.com](mailto:invest@suncor.com)

### Pour de plus amples renseignements, pour un abonnement ou pour annuler les envois de plus d'un rapport

Outre les rapports annuels et trimestriels, Suncor publie un rapport sur le développement durable tous les deux ans. Toutes les publications de Suncor ainsi que les communiqués sur les événements qui touchent la Société sont disponibles sur notre site Web à [www.suncor.com](http://www.suncor.com). Pour recevoir les communiqués de Suncor, inscrivez-vous à E-news, sur notre site. Pour obtenir des exemplaires imprimés des publications de Suncor, veuillez composer le 1-800-558-9071.

Si vous ne recevez pas notre rapport annuel ou nos rapports trimestriels et souhaitez les recevoir, veuillez communiquer avec Computershare Trust Company of Canada au 1-877-982-8760 ou visiter leur site Web à [www.computershare.com](http://www.computershare.com). Computershare fera une mise à jour de votre compte.

Les actionnaires peuvent aider à réduire les frais d'envois et le gaspillage de papier en choisissant de recevoir le rapport annuel et tous les autres documents de Suncor sous forme électronique. Pour s'inscrire à la livraison électronique, les actionnaires doivent se rendre à [www.computershare.com](http://www.computershare.com).

## GOVERNANCE ET RENSEIGNEMENTS SUR LES ADMINISTRATEURS

### Gouvernance

Offrir des conseils stratégiques à la Société, établir des directives et s'assurer que Suncor déclare équitablement ses résultats sont des éléments essentiels du travail du Conseil d'administration. Le devoir de surveillance du Conseil d'administration de Suncor comprend les processus de planification stratégique, la gestion du risque, la communication avec les investisseurs et les intervenants ainsi que les normes de comportement commercial. Il incombe également au Conseil d'administration de sélectionner, de surveiller et d'évaluer les membres de la haute direction et d'harmoniser leurs décisions avec les intérêts à long terme des actionnaires.

Les pratiques de gouvernance de Suncor, incluant les différences par rapport à celles prescrites par la Bourse de New York, sont décrites en détail dans la circulaire annuelle de sollicitation de procurations dans le site Web de Suncor à [www.suncor.com](http://www.suncor.com) ou en composant le 1-800-558-9071.

**Mel E. Benson**<sup>(3), (4)</sup>

**(indépendant)**

**Calgary (Alberta)**

**Administrateur depuis 2000**

Mel Benson est président de Mel E. Benson Management Services Inc., société internationale d'experts-conseils en gestion dont le siège social est à Calgary, en Alberta. En 2000, M. Benson a pris sa retraite d'une importante société pétrolière internationale. Il est administrateur de Tenax Energy Inc., de Winalta Homes Inc. et de Fort McKay Group of Companies. Il est un membre actif de plusieurs organismes de bienfaisance, notamment le Hull Family Services. M. Benson est également membre du Conseil d'administration du Northern Alberta Institute of Technology.

**Brian A. Canfield**<sup>(1), (4)</sup>

**(indépendant)**

**Point Roberts (Washington)**

**Administrateur depuis 1995**

Brian Canfield est président de TELUS Corporation, une société de télécommunications. De ses débuts à TELUS à titre d'installateur de téléphones, il a gravi les échelons de la société afin d'occuper les postes de directeur de l'exploitation, de chef de la direction et de président. M. Canfield est membre de l'Ordre du Canada, membre de l'Ordre de la Colombie-Britannique et membre de

l'Institut des administrateurs de sociétés. Il est également le premier homme d'affaires à recevoir un doctorat honorifique de l'Institut de technologie de la Colombie-Britannique.

**Dominic D'Alessandro**<sup>(1), (2)</sup>

**(indépendant)**

**Toronto (Ontario)**

**Administrateur depuis 2009**

Dominic D'Alessandro a été président et chef de la direction de la Financière Manuvie de 1994 à 2009. Il est actuellement administrateur du Groupe CGI inc. et de la Banque Canadienne Impériale de Commerce. En raison de ses réalisations en affaires, M. D'Alessandro a été nommé chef de la direction le plus respecté au Canada en 2004 et chef de la direction de l'année en 2002, il a également été intronisé au Temple de la renommée du secteur de l'assurance en 2008. Il a reçu le titre d'officier de l'Ordre du Canada et a été nommé commandeur de l'Ordre de l'étoile d'Italie. En 2009, il a mérité le Woodrow Wilson Award for Corporate Citizenship et, en 2005, le Horatio Alger Award pour son leadership dans la collectivité. M. D'Alessandro est un FCA et est titulaire d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Concordia à Montréal. Il s'est vu également décerner des doctorats honorifiques de l'Université York, de l'Université d'Ottawa, de l'Université Ryerson et de l'Université Concordia.

**John T. Ferguson**

**(indépendant)**

**Edmonton (Alberta)**

**Administrateur depuis 1995**

John Ferguson est fondateur et président du conseil de Princeton Developments Ltd. et Princeton Ventures Ltd. Il fait également partie du Conseil d'administration de Fountain Tire Ltd., de la Banque Royale du Canada et de Strategy Summit Ltd. Il est membre du conseil du Alberta Bone and Joint Institute, membre-conseil de l'Institut canadien de recherches avancées et chancelier émérite et président émérite de l'Université de l'Alberta. M. Ferguson est également fellow de l'Alberta Institute of Chartered Accountants et de l'Institut des administrateurs de sociétés.

**W. Douglas Ford<sup>(2), (3)</sup>**

**(indépendant)**

**Bonita Springs (Floride)**

**Administrateur depuis 2004**

W. Douglas Ford a été chef de la direction, Raffinage et commercialisation de BP plc de 1998 à 2002, il était responsable du raffinage, de la commercialisation et du réseau de transport de la société, ainsi que des activités d'approvisionnement de l'industrie de l'aviation, de l'industrie marine et de l'expédition. M. Ford fait actuellement partie du Conseil d'administration de USG Corporation et Air Products and Chemicals, Inc. Il est également administrateur du Home Run Inn et membre du Conseil d'administration de l'Université de Notre Dame.

**Richard L. George**

**(non indépendant, direction)**

**Calgary (Alberta)**

**Administrateur depuis 1991**

Richard George est président et chef de la direction de Suncor Énergie Inc. Il est également administrateur de la société de forage terrestre et extracôtier suisse Transocean Ltd. Il est actuellement président de la section canadienne du Conseil nord-américain de la compétitivité et est l'ancien président de la Conférence canadienne du gouverneur général sur le leadership 2008. M. George a reçu le titre d'officier de l'Ordre du Canada en 2007.

**Paul Haseldonckx<sup>(1), (4)</sup>**

**(indépendant)**

**Essen (Allemagne)**

**Administrateur depuis 2002 (De 2002 au 31 juillet 2009 à Petro-Canada)**

Paul Haseldonckx a déjà été membre du Conseil d'administration de Petro-Canada et du Conseil d'administration de Veba Oel AG, la plus importante société allemande du secteur aval, et des omniprésentes stations-service Aral AG en Europe. Il a représenté les

intérêts de Veba au Conseil d'administration de la coentreprise Cerro Negro aux étapes de la construction, dont une unité de valorisation, et du démarrage de la production de cette exploitation *in situ* de sables pétrolifères. M. Haseldonckx est titulaire d'une maîtrise en sciences et a suivi les programmes de cadres de la direction à l'INSEAD à Fontainebleau et à l'IMD à Lausanne.

**John R. Huff<sup>(3), (4)</sup>**

**(indépendant)**

**Houston (Texas)**

**Administrateur depuis 1998**

John Huff est président de Oceaneering International Inc., société de services axés sur les champs pétrolifères. Il est aussi administrateur de BJ Services Company et KBR Inc.

**Jacques Lamarre<sup>(3), (4)</sup>**

**(indépendant)**

**Montréal (Québec)**

**Administrateur depuis 2009**

Jacques Lamarre a été président et chef de la direction du Groupe SNC Lavallin. Il est officier de l'Ordre du Canada et membre fondateur du Commonwealth Business Council dont il a été président. Il a aussi été président du Conseil d'administration du Conference Board du Canada et membre fondateur des Governors for Engineering & Construction du World Economic Forum. Il est actuellement membre du Conseil d'administration de la Banque Royale du Canada et du P3 Canada et membre de l'Institut canadien des ingénieurs du Canada et de l'Ordre des ingénieurs du Québec. M. Lamarre est titulaire d'un baccalauréat ès art et d'un B.Sc.A. en génie civil de l'Université Laval, à Québec. Il a aussi suivi un programme de perfectionnement des cadres supérieurs à l'Université Harvard. M. Lamarre détient en outre des doctorats honorifiques de l'Université de Waterloo et de l'Université de Moncton.

**Brian F. MacNeill<sup>(1), (2)</sup>**

**(indépendant)**

**Calgary (Alberta)**

**Administrateur depuis 1995 (De 1995 au 31 juillet 2009 à Petro-Canada)**

Brian MacNeill a été directeur et président du Conseil d'administration de Petro-Canada. Il est titulaire d'un baccalauréat en commerce et est comptable agréé et Certified Public Accountant. Il fait partie des conseils d'administration de TELUS, West Fraser Timber Co. Ltd., Capital Power Corp et Oilsands Quest Inc. M. MacNeill est membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et du Financial Executives Institute. Il est également fellow de l'Alberta Institute of Chartered Accountants et de l'Institut

des administrateurs de sociétés. Il est membre de l'Ordre du Canada.

**Maureen McCaw<sup>(3), (4)</sup>**

**(indépendante)**

**Edmonton (Alberta)**

**Administratrice depuis 2004 (De 2004 au 31 juillet 2009 à Petro-Canada)**

Maureen McCaw est une ancienne administratrice du Conseil d'administration de Petro-Canada. Elle est vice-présidente principale (Edmonton) de Léger Marketing, anciennement Criterion Research Corp., société qu'elle a fondée en 1986. M<sup>me</sup> McCaw est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université de l'Alberta et d'une accréditation de l'Institut des administrateurs de sociétés (ICD.D). En plus d'être présidente de Tinnakilly Inc. et administratrice de l'aéroport international d'Edmonton, de Women Building Futures et du Royal Alexandria Hospital, elle est également partenaire dans Prism Ventures. Elle a été présidente de la Chambre de commerce d'Edmonton et elle fait partie d'un certain nombre de conseils et de comités consultatifs en Alberta.

**Michael W. O'Brien<sup>(1), (2)</sup>**

**(indépendant)**

**Canmore (Alberta)**

**Administrateur depuis 2002**

Michael O'Brien a été vice-président directeur, Développement organisationnel, et chef des finances de Suncor Énergie Inc. avant de prendre sa retraite en 2002. Il est premier administrateur de Shaw Communications Inc. et conseiller pour CRA International. De plus, il a été président du Conseil d'administration de Conservation de la nature Canada, président de l'Institut canadien des produits pétroliers et président du Programme défi-climat du Canada (mesures volontaires et registre).

**James W. Simpson<sup>(2), (3)</sup>**

**(indépendant)**

**Danville (California)**

**Administrateur depuis 2004 (De 2004 au 31 juillet 2009 à Petro-Canada)**

James Simpson a été administrateur de Petro-Canada et président de Chevron Canada Resources (société pétrolière

et gazière). Il est administrateur principal de Canadian Utilities Limited et participe aux travaux de ses comités qui sont responsables de la gouvernance d'entreprise, des mises en candidature, de la rémunération et de la relève et de l'examen des risques, en plus de présider le comité de vérification. M. Simpson est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en sciences et il a obtenu un diplôme dans le cadre du programme pour les hauts dirigeants à la Sloan School of Business du M.I.T. Il a été président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et vice-président du conseil de la Canadian Association of the World Petroleum Congresses.

**Eira M. Thomas<sup>(1), (2)</sup>**

**(indépendante)**

**West Vancouver (Colombie-Britannique)**

**Administratrice depuis 2006**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, M<sup>me</sup> Thomas est la présidente du conseil de Stornoway Diamond Corporation, société d'exploration minière dont elle assumait les fonctions de chef de la direction depuis 2003. Auparavant, M<sup>me</sup> Thomas a été présidente de Navigator Exploration Corporation et chef de la direction et administratrice de Stornoway Ventures Ltd. Elle est administratrice de Strongbow Exploration Inc. et de Fortress Minerals Corp., Fortress Minerals Corp., Ashton Mining of Canada Inc. et Lucara Diamond Corp. De plus, elle est administratrice de l'Association des anciens de l'Université de Toronto, de la Commission consultative Lasonde de l'Université de Toronto, de l'Association canadienne des prospecteurs et entrepreneurs, et de la Chambre des mines des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut. Elle est également membre du President's Internal Advisory Council de l'Université de Toronto.

(1) Comité de vérification

(2) Comité sur la gouvernance

(3) Comité des ressources humaines et de la rémunération

(4) Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable



## CADRES DE LA DIRECTION<sup>(1)</sup>. <sup>(2)</sup>

**Richard L. George**

Président et chef de la direction

**Steven W. Williams**

Chef de l'exploitation

**Eric Axford**

Vice-président principal, Soutien à l'exploitation

**Kirk Bailey**

Vice-président directeur, Sables pétrolifères

**Ron Brenneman**

Premier vice-président

**Neil Camarta**

Vice-président directeur, Gaz naturel

**Terrence J. Hopwood**

Vice-président principal et avocat général

**Boris Jackman**

Vice-président directeur, Raffinage et commercialisation

**Sue Lee**

Vice-présidente principale, Ressources humaines et communications

**Mark Little**

Vice-président principal, International et extracôtier

**Bart Demosky**

Chef des finances

**Mike MacSween**

Vice-président principal, In Situ

**Kevin D. Nabholz**

Vice-président directeur, Projets majeurs

**Janice B. Odegaard**

Secrétaire générale

**Harry Roberts**

Vice-président principal, Intégration

**Andrew Stephens**

Vice-président principal, Services d'entreprise

**Jay Thornton**

Vice-président directeur, Approvisionnement, échanges et développement énergétiques

**Helen Wesley**

Vice-présidente et trésorière

(1) Les postes indiqués sont ceux occupés par les dirigeants relativement aux secteurs d'activités de Suncor Énergie Inc.

(2) Représente les postes des dirigeants au 31 décembre 2009.



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