



SUNCOR ÉNERGIE Inc. (Suncor) 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.

1	Principales données financières
2	Message aux actionnaires
6	Notre tableau de pointage
8	Rapport de gestion
9	Aperçu de Suncor
10	Contexte d'affaires
12	Principales données financières
13	Analyse financière consolidée
16	Bénéfices et flux de trésorerie sectoriels
16	16 Sables pétrolifères
21	21 Gaz naturel
24	24 International et extracôtier
27	27 Raffinage et commercialisation
29	29 Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations
31	Données financières trimestrielles
32	Analyse financière consolidée – quatrième trimestre de 2010
35	Mise à jour des dépenses en immobilisations
37	Situation de trésorerie et sources de financement
40	Instruments financiers
41	Facteurs de risque
48	Estimations comptables cruciales
51	Modifications de conventions comptables
51	51 Normes internationales d'information financière
53	Environnement de contrôle
54	Perspectives
54	54 Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR
56	56 Avis juridique concernant les énoncés prospectifs
59	Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière
60	Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
61	Rapport de l'auditeur indépendant
63	États financiers consolidés et notes afférentes
102	Sommaire trimestriel
107	Sommaire financier des cinq derniers exercices
109	Information supplémentaire concernant les finances et l'exploitation
114	Sommaire des réserves
116	Données sur la négociation des actions
117	Renseignements à l'intention des investisseurs
118	Gouvernance et renseignements sur les administrateurs

Le présent rapport annuel renferme des énoncés prospectifs et d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses formulées par Suncor à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. Tous les énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses attentes courantes et futures en matière de dépenses, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation et de résultats financiers, et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs du présent rapport annuel comprennent ceux qui sont mentionnés à la rubrique « Avis juridique concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion figurant aux présentes, ainsi qu'aux rubriques « Message aux actionnaires » et « Notre tableau de pointage » du présent rapport annuel, notamment : le plan de croissance sur dix ans de Suncor et la prévision que celui-ci permettra de porter la production totale de Suncor à plus de un million de barils d'équivalent pétrole par jour d'ici 2020; la prévision selon laquelle la fusion entraînera une réduction annuelle des dépenses d'exploitation de 800 millions \$ d'ici 2012; le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ciblé de Suncor d'au plus 2 pour 1 pour les prochains exercices; les énoncés prospectifs figurant à la rubrique « Aller de l'avant » de notre message aux actionnaires, y compris les plans de croissance pour les projets Firebag et MacKay River, notre partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. et la prévision selon laquelle les deux sociétés mettront en valeur, en collaboration avec d'autres partenaires, la mine de Fort Hills et la mine de Joslyn et redémarreront la construction de l'usine de valorisation Voyageur, dont l'achèvement est maintenant prévu en 2016, nos objectifs de production (croissance annuelle de la production du secteur Sables pétrolifères d'environ 10 % et croissance annuelle de la production à l'échelle de la Société d'environ 8 % jusqu'en 2020) et la prévision que nous posséderons le plus grand complexe de valorisation au Canada; les dépenses en immobilisations prévues pour 2011; les objectifs de performance environnementale stratégique de Suncor; le procédé TRO™ de Suncor; l'objectif de Suncor d'atteindre une production annuelle dans le secteur Sables pétrolifères de 280 000 à 310 000 barils par jour (excluant Syncrude) moyennant une charge d'exploitation décaissée moyenne de 39 \$ à 43 \$ par baril; le plan de Suncor consistant à financer ses dépenses en immobilisations de 2011 principalement au moyen des flux de trésorerie générés à l'interne, du produit de l'entente conclue avec Total E&P Canada Ltd. et du produit d'autres cessions d'actifs possibles; et la prévision que Suncor poursuivra l'agrandissement de son usine d'éthanol de St. Clair et mettra en service deux projets d'éoliennes supplémentaires d'ici la fin de 2011. Les énoncés et renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et supposent un certain nombre d'hypothèses, de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont uniques à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs et le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

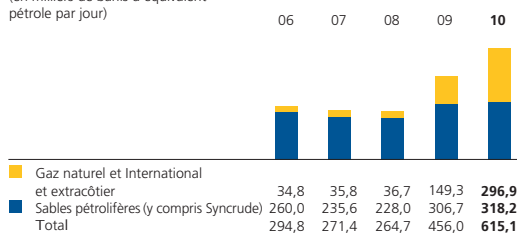
Bon nombre de ces facteurs de risque et d'autres hypothèses concernant les énoncés et les renseignements prospectifs de Suncor font l'objet d'analyses plus poussées dans le rapport de gestion contenu dans le présent rapport annuel, ainsi que dans la notice annuelle et le formulaire 40-F de Suncor déposés respectivement auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis à www.sec.gov. Le lecteur est invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose à l'occasion auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en milliers de pieds cubes équivalent (kpi³e) et en millions de pieds cubes équivalent (Mpi³e) de gaz naturel, en supposant que un baril équivaut à six mille pieds cubes. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep), en milliers de bep (kbep) et en millions de bep (Mbep) selon le même ratio. Les mesures exprimées en kpi³e, Mpi³e, bep, kbep et Mbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de LGN pour six kpi³ de gaz naturel repose sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de la valeur à la tête du puits.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

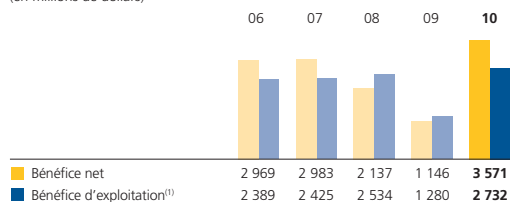
Production

(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)



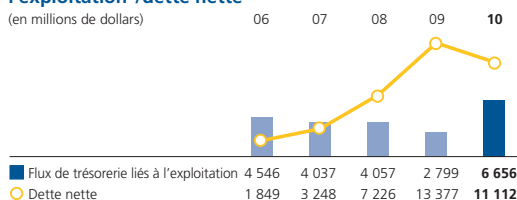
Bénéfice

(en millions de dollars)



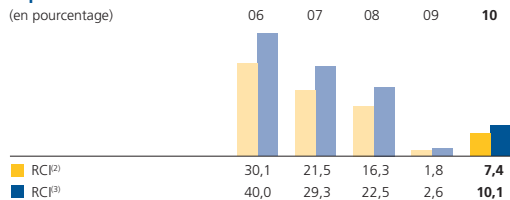
Flux de trésorerie liés à l'exploitation⁽¹⁾/dette nette

(en millions de dollars)



Rendement du capital investi⁽¹⁾

(en pourcentage)



Autres indicateurs clés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008	2007	2006
Financiers					
Produits (déduction faite des redevances)	35 220	25 480	28 637	17 314	14 976
Dépenses en immobilisations et charges d'exploration	6 010	4 267	8 020	5 629	3 695
Total de l'actif	70 169	69 746	32 528	24 509	18 959
Dollars par action ordinaire					
Bénéfice net – de base	2,29	0,96	2,29	3,23	3,23
Bénéfice net – dilué	2,27	0,95	2,26	3,17	3,16
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ¹⁾	4,26	2,34	4,36	4,38	4,95
Dividendes en espèces	0,40	0,30	0,20	0,19	0,15
Cours du marché des actions ordinaires au 31 décembre (clôture)					
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)	38,28	37,21	23,72	53,96	45,90
Bourse de New York (en dollars américains)	38,29	35,31	19,50	54,37	39,46
Ratios clés					
Dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)	25	29	35	24	21
Dette nette/flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois)	1,7	4,8	1,8	0,8	0,4
Rendement des capitaux propres (en pourcentage)	10,2	5,1	16,2	28,4	39,0

Les principales données financières de 2009 comprennent les résultats de Suncor après la fusion avec Petro-Canada à partir du 1^{er} août 2009. Ainsi, les montants reflètent les résultats de Suncor après la fusion à partir du 1^{er} août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor (exclusion faite de Petro-Canada) du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009 seulement. Les principales données financières de 2010 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion pour un exercice complet. Les montants comparatifs antérieurs à 2009 ne reflètent que les résultats de l'ancienne société Suncor.

- (1) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du rapport de gestion 2010 de Suncor.
- (2) Compte tenu des coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours.
- (3) Compte non tenu des coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours.

MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

Depuis plus de quatre décennies, Suncor Énergie s'est distinguée par son audace et son avant-gardisme. En 1967, notre société est devenue une pionnière de la mise en valeur des sables pétrolifères alors que de nombreux observateurs estimaient que cette ressource ne serait jamais viable sur le plan commercial. À la fin des années 1990, nous avons choisi d'accroître considérablement la production du secteur Sables pétrolifères, et ce, même si les prix du pétrole à l'échelle mondiale stagnaient à moins de 15 \$ le baril. En 2009, alors que le secteur de l'énergie et l'économie en général étaient encore ébranlés par la crise mondiale du crédit et la volatilité des prix des marchandises, nous nous sommes lancés dans une fusion ambitieuse avec Petro-Canada dans le but de créer la plus importante société énergétique intégrée au Canada. Toutes ces décisions, chacune à leur façon, semblaient contre raison. Mais elles appuyaient toutes la stratégie centrale de Suncor – créer une valeur élevée et durable pour les actionnaires en se concentrant sur la vision à long terme et en trouvant des moyens novateurs de produire de manière responsable l'énergie dont notre économie a besoin.

Dans ce contexte, 2010 a été une année pivot dans l'histoire de Suncor. Elle a été marquée par l'exécution de la fusion fructueuse de deux sociétés énergétiques progressistes et par la réalisation des synergies et économies qui en découlent. L'année 2010 a aussi été celle du lancement du nouveau plan de croissance sur dix ans de Suncor, qui devrait permettre à la Société de porter sa production totale à plus de un million de barils d'équivalent pétrole par jour d'ici 2020, de renforcer la position de chef de file qu'elle a acquise grâce à la mise en valeur des sables pétrolifères de l'Athabasca et de continuer à tirer parti de sa présence dans plusieurs régions et de l'intégration verticale de ses actifs en une stratégie unique bien définie.

La fusion a renforcé notre stratégie intégrée, offrant à Suncor un ensemble encore plus solide d'actifs qui, au cours des années à venir, contribueront à favoriser la croissance et la mise en valeur de notre ressource première.

L'union fait la force

La société Suncor d'aujourd'hui combine une position de tête dans l'industrie des sables pétrolifères et des activités d'une plus grande ampleur 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. Nous affichons maintenant un bilan plus solide ainsi que des bénéfices et des flux de trésorerie liés à l'exploitation plus robustes, et sommes en mesure d'investir stratégiquement dans une importante série de possibilités d'expansion.

La fusion a donné lieu à des économies en capital annuelles estimées à 1 milliard \$. Les synergies opérationnelles, initialement ciblées à 300 millions \$ par an, devraient atteindre environ 800 millions \$ par année d'ici 2012 selon les prévisions actuelles.

À la fin de 2010, nous nous étions départis d'actifs d'une valeur d'environ 3,5 milliards \$ qui ne cadraient pas avec notre stratégie à long terme. Le produit net des cessions conclues a contribué à réduire la dette de la Société, qui a été ramenée de 13,4 milliards \$ à un peu plus de 11 milliards \$ à la fin de l'exercice.

L'amélioration notable des flux de trésorerie liés aux activités nous permet maintenant de financer à l'interne nos dépenses en immobilisations à moyen terme. Cela devrait nous aider à maintenir notre ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation au niveau ciblé, soit moins de 2 pour 1, pour les exercices à venir.

Nous avons également bénéficié d'une fiabilité accrue à l'échelle de nos activités en 2010. Dans le secteur Sables pétrolifères, nous avons dépassé notre cible de production annuelle moyenne de 280 000 barils par jour (excluant Syncrude) malgré la réalisation d'importants travaux de maintenance prévus dans une de nos usines de valorisation, alors que la production du quatrième trimestre a atteint plus de 325 000 barils par jour (en excluant Syncrude), ce qui nous permet de commencer 2011 en force. En aval, nous avons réussi à atténuer les conséquences des fermetures de pipelines de tiers en nous approvisionnant auprès d'autres fournisseurs et en réacheminant une partie de notre production de sables pétrolifères vers nos propres raffineries intégrées de sables pétrolifères et vers d'autres clients.

Toutes ces réalisations semblent indiquer que le programme d'excellence opérationnelle dans l'ensemble de la Société dirigé par Steve Williams, chef de l'exploitation de Suncor, a donné des résultats très intéressants, surtout au cours de 12 derniers mois. Pour une organisation aussi grande que Suncor, assurer la sécurité, la fiabilité, la responsabilité environnementale et la rentabilité à l'échelle des activités existantes de la Société ne se limite pas à bien exécuter une chose une fois – il faut exécuter mille choses correctement en tout temps, ce qui nécessite une gestion rigoureuse et une surveillance constante.

Je suis très fier de tout le travail accompli par la direction et les employés de Suncor. Leurs efforts nous permettent de réaliser pleinement les synergies liées à une fusion qui a changé la donne, ainsi que d'améliorer continuellement notre performance

opérationnelle. Nous avons l'intention de nous appuyer sur ces succès pour écrire un nouveau chapitre emballant de l'histoire de Suncor.

Aller de l'avant

En 2010, nous avons transformé Suncor en une entité plus forte et plus souple, en mesure de faire concurrence aux géants mondiaux de l'énergie. À compter de 2011, nous nous efforcerons surtout de maintenir un rendement fiable tout en favorisant une reprise de la croissance, l'amélioration du rendement du capital investi et la création d'une valeur élevée pour les actionnaires.

La stratégie de croissance sur dix ans que nous avons annoncée en décembre 2010 reflète les principales étapes à venir alors que nous continuerons de mettre en valeur les ressources de Suncor provenant des sables pétrolifères. Vu l'étendue considérable de nos ressources connues, nous avons des possibilités de croissance impressionnantes et une occasion remarquable de planifier en détail le développement à long terme sans avoir à mener d'autres travaux d'exploration.

Notre plan de croissance pour la prochaine décennie comprend la poursuite de la mise en valeur de nos ressources de sables pétrolifères *in situ*. L'obtention d'un excellent rendement de ces actifs sera un objectif prioritaire à court et à long terme. À court terme, nous mettrons l'accent sur l'augmentation des volumes tirés de nos activités d'exploitation de sables pétrolifères au projet *in situ* Firebag, afin de mieux tirer parti des dépenses d'investissement déjà effectuées. Accroître encore plus le rendement de nos activités constituera aussi un élément central de notre stratégie, en vue de quoi nous ajouterons quatre nouvelles phases au projet Firebag et agrandirons notre projet *in situ* MacKay River, tout cela d'ici 2020.

Notre plan de croissance comporte aussi un partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. (« Total »), une société dont les capacités et les ressources sont complémentaires aux nôtres et qui partage notre vision du développement énergétique responsable.

Ensemble, les deux sociétés prévoient mettre en valeur deux projets miniers clés dans les sables pétrolifères avec d'autres partenaires, à savoir la mine Fort Hills, qui sera exploitée par Suncor, et la mine Joslyn, qui sera exploitée par Total. Ensemble, nous relançons aussi la construction de l'usine de valorisation Voyageur de 200 000 barils par jour aux installations de sables pétrolifères de Suncor au nord de Fort McMurray, en Alberta, dont l'achèvement est maintenant prévu pour 2016.

Le partenariat avec Total devrait aussi nous permettre de relever un autre défi éventuel au moment où Suncor, à l'instar des autres sociétés du secteur des sables pétrolifères, amorce une nouvelle phase de croissance. Personne ne veut répéter la surchauffe d'avant 2008, alors que les sociétés étaient aux prises avec la rareté de la main-d'œuvre et l'hyperinflation du coût des matières. Au lieu de se faire concurrence avec des usines de valorisation et des projets miniers distincts, Suncor et Total devraient désormais être en mesure d'adopter une approche plus équilibrée à l'égard des travaux liés aux projets et d'éviter une partie des problèmes liés à la demande en dents de scie de main-d'œuvre dans le secteur. Pour atteindre ces objectifs, nous avons mis en place un groupe spécial, séparé de notre secteur Sables pétrolifères, chargé de planifier et de mettre en œuvre cette partie essentielle de notre stratégie de croissance.

Avec cette stratégie de croissance globale pour le secteur Sables pétrolifères, Suncor vise une croissance moyenne de la production du secteur Sables pétrolifères d'environ 10 % par année et une croissance de la production à l'échelle de la Société d'environ 8 % par année jusqu'en 2020 – des taux largement supérieurs à ceux de la plupart des grandes sociétés énergétiques. Il s'agit d'un objectif ambitieux et, afin de tirer le meilleur parti possible de nos investissements, nous devons concentrer nos efforts sur les travaux d'ingénierie, l'approvisionnement et la construction durant la phase de construction, de même que sur le contrôle des coûts lorsque le projet commencera son exploitation.

Sur la production de un million de barils d'équivalent pétrole par jour que Suncor s'attend à atteindre d'ici 2020, il est prévu qu'environ quatre barils sur cinq proviendront des sables pétrolifères. La production additionnelle sera obtenue grâce à une combinaison prudente de projets *in situ* et de projets miniers qui assurera une diversification interne, ces deux méthodes de récupération présentant des structures différentes en ce qui a trait aux dépenses en immobilisations et aux charges d'exploitation.

Une fois notre stratégie mise en œuvre, nous prévoyons également bénéficier du plus important complexe de valorisation au Canada, ce qui nous donnera le choix de valoriser le produit nous-mêmes ou de l'envoyer directement sur le marché, démontrant et démontre une fois de plus l'avantage de notre approche flexible à l'égard de nos activités.

Exception faite du secteur Sables pétrolifères, nous visons une croissance modeste dans notre division Exploration et production classique. Ce nouveau secteur regroupe les activités de notre secteur International et extracôtier et nos activités terrestres en Amérique du Nord. La fusion des deux secteurs permettra de mieux tirer parti de l'expertise en matière de mise en valeur dans le secteur de la production classique et des structures de soutien dans l'ensemble de la société et de diminuer les coûts de production tout en augmentant les flux de trésorerie. Une production de quelque 200 000 barils par jour d'équivalent pétrole en 2010 étant liée aux prix de référence du pétrole brut Brent, nous avons également constaté l'établissement d'un équilibre en ce

qui a trait aux écarts grandissants entre les prix de référence fondés sur le Brent extracôtier et le WTI, prix de référence se rapportant à la production terrestre nord-américaine.

Quant à nos activités en aval, nous continuerons d'intégrer la production de sables pétrolifères dans nos activités de raffinage et de commercialisation. Les activités de raffinage et de commercialisation intégrées atténueront l'incidence des fluctuations liées aux cycles des prix des marchandises, des variations des écarts de prix léger/lourd et d'autres facteurs de marché sur lesquels nous n'avons pas de contrôle. Cet avantage nous est apparu clairement dans les derniers mois de 2010.

En parallèle, nous lancerons des projets d'énergie renouvelable supplémentaires et continuerons de faire partie des principaux investisseurs dans le secteur de l'énergie en plein essor au Canada.

Nous avons établi certains objectifs financiers clairs pour l'avenir : faire croître le rendement du capital investi, augmenter les flux de trésorerie, maintenir un bilan sain et générer de la valeur pour les actionnaires. Comme nous avons mené à bien des initiatives fondamentales sur plusieurs fronts au cours de l'exercice écoulé, nous sommes déjà en très bonne posture pour atteindre ces objectifs.

Développement durable

Suncor renoue avec la croissance, et nous comptons demeurer fidèles à la vision que nous avons depuis longtemps du triple résultat. Cela signifie que nous devons continuer de gérer nos activités de manière à dégager des avantages sociaux et économiques, tout en cherchant à réduire au minimum les conséquences environnementales associées au développement énergétique.

L'année 2010 a marqué pour Suncor l'atteinte de certains jalons importants en matière de développement durable.

En septembre, Suncor est devenue la première société de sables pétrolifères à mener à bien la remise en état de la surface d'un bassin de résidus. Notre bassin n° 1, désormais appelé Wapisiw Lookout, est donc en voie de redevenir une forêt et un habitat marécageux naturels.

Cette réalisation a été une source de fierté pour nous tous chez Suncor. Elle a aussi renforcé ma ferme conviction selon laquelle, lorsqu'il est question de leadership environnemental, les actions valent toujours mieux que les paroles. Nous avons promis d'être la première société de sables pétrolifères à le faire, et nous avons tenu parole.

Dans le même esprit, Suncor prévoit dépenser plus de 1 milliard \$ de 2010 à 2012 pour mettre en œuvre TRO_{TM}, un nouveau procédé de remise en état des bassins de résidus, dans ses installations existantes. Il s'agit d'un progrès important en vue de faire face à l'un des plus grands enjeux environnementaux de l'industrie.

Cette technologie nous a déjà permis d'annuler les plans d'aménagement de cinq bassins de résidus supplémentaires. Au cours des prochaines années, nous prévoyons qu'elle nous permettra de ramener de huit à un le nombre de bassins de résidus sur notre site minier actuel, ce qui aura pour effet de réduire le temps nécessaire à la remise en état intégrale des sites au tiers de ce qu'il est actuellement et donc d'accélérer la restauration des habitats naturels.

Comme la gestion des résidus représente un défi urgent pour l'ensemble du secteur, les sept sociétés de sables pétrolifères qui exploitent actuellement des mines se sont récemment engagées à établir une collaboration sans précédent dans ce dossier. Suncor, pour sa part, a fait preuve de leadership et accepté de partager sa technologie avec les concurrents du secteur ainsi qu'avec les scientifiques des gouvernements et des universités, de manière à optimiser les bénéfices environnementaux de cette innovation avant-gardiste.

Selon moi, des avancées comme celles que nous réalisons sur le plan de la gestion des résidus peuvent être reproduites dans plusieurs aspects de l'industrie, notamment pour ce qui est de gérer les émissions de gaz à effet de serre, de continuer à réduire l'utilisation de l'eau et de trouver des moyens plus efficaces d'alimenter nos installations en énergie.

Cependant, pour y arriver, nous devons tous en faire beaucoup plus, tant à l'intérieur de nos usines que par le truchement d'une collaboration plus étroite.

Cet engagement envers l'innovation et l'audace a toujours été le fondement du succès de Suncor, et je suis convaincu que c'est ce qui façonnera l'avenir de notre société et de notre industrie.

Un travail d'équipe

Toutes les réalisations de notre société, celles du passé comme celles qu'elle souhaite pour l'avenir, ne sauraient être accomplies sans l'expertise et le dévouement des employés de Suncor, une équipe de professionnels talentueux qui sont toujours prêts à relever le prochain grand défi.

Je suis également redevable aux membres du conseil d'administration de Suncor qui supervisent 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, à innover et à faire croître notre société, et je tiens à les remercier pour leurs conseils et leur soutien. Au nom de la direction de Suncor, j'aimerais aussi remercier Brian Canfield, qui, après plus de 15 ans de service, quittera le conseil d'administration pour partir à la retraite cette année, pour son engagement et son importante contribution à la réussite de Suncor.

Ensemble, nous commençons à écrire le chapitre le plus emballant de l'histoire de Suncor à ce jour, celui qui vise à nous permettre de réaliser la pleine valeur de notre société et des ressources sans égal que nous avons le privilège de mettre en valeur. Nous savons que nous avons encore beaucoup de travail à accomplir pour satisfaire les attentes de nos actionnaires et de l'ensemble de nos parties prenantes, mais nous sommes prêts à relever le défi. Comme toujours, je suis reconnaissant 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,
Rick George

À la fin de février, des bouleversements civils ont secoué la Libye, où Suncor exerce des activités d'exploration et de production de pétrole. Au moment de la publication du présent rapport, l'ampleur et la durée des répercussions qu'auront ces événements sur nos activités sont inconnues. Notre priorité est d'assurer la sécurité de nos effectifs, soit le personnel expatrié et le personnel libyen, ainsi que des entrepreneurs et des fournisseurs de services qui soutiennent les activités de Suncor.

NOTRE TABLEAU DE POINTAGE ⁽¹⁾

Rendement à long terme

- **Valeur, au 31 décembre 2010, de 100 \$ investis dans Suncor le 18 mars 1992 lorsque la Société est devenue une société cotée en Bourse : 5 174 \$.** Valeur, au 31 décembre 2010, de 100 \$ investis dans l'indice Standard & Poor's 500 le 18 mars 1992 : 373 \$. ⁽²⁾
- **Intensité de gaz à effet de serre (par unité de production) de notre secteur Sables pétrolifères en 2009 comparativement à 1990 :** réduction de 53,6 %.
- **Pourcentage d'utilisation totale de l'eau de notre secteur Sables pétrolifères en 2009 comparativement à 2004 :** 72,5 % d'eau provenant de la rivière Athabasca, soit

le plus faible niveau depuis 1998, tandis que la production de bitume a presque triplé.

- **Objectifs en matière de performance environnementale stratégique malgré la croissance des taux de production de la Société ⁽³⁾**
 - réduction de la prise d'eau totale de 12 % d'ici 2015
 - accroissement de la surface des terrains remis en état de 100 % d'ici 2015
 - amélioration de l'efficacité énergétique de 10 % d'ici 2015
 - réduction des émissions atmosphériques de 10 % d'ici 2015

2010 – Nos objectifs et les résultats que nous avons obtenus

- **Excellence opérationnelle.** Nous avons mis de l'avant des stratégies axées sur l'excellence opérationnelle visant à améliorer encore plus la sécurité des personnes et des processus, ainsi que la fiabilité. Nous avons continué nos progrès sur le plan de la performance en sécurité grâce à l'adoption d'un ensemble précis de normes de gestion de la sécurité des processus qui ont été mises en œuvre dans toutes les installations. Pour l'exercice, les activités internationales, extracôtées et de raffinage de la Société ont affiché un rendement solide, et les améliorations continues de la fiabilité des activités de sables pétrolifères nous ont permis d'enregistrer une production record au quatrième trimestre.
- **Poursuite des efforts d'atténuation des conséquences sur l'environnement.** Nous avons remis en état le premier bassin de résidus de l'industrie par voie de restauration en surface carrossable en 2010. De plus, dès que nous en avons obtenu l'approbation, nous avons démarré la mise en œuvre d'un nouveau procédé de remise en état des bassins

de résidus, TROTM, qui devrait nous permettre de réduire les délais de remise en état de dizaines d'années et qui nous a déjà permis d'annuler les plans d'aménagement de cinq bassins de résidus supplémentaires dans nos installations existantes.

- **Renforcement du bilan et maintien de cotes de solvabilité élevées.** Notre budget de dépenses en immobilisations pour 2010 a été financé principalement par les flux de trésorerie liés à l'exploitation, qui ont plus que doublé par rapport à ceux de 2009. Nous avons affecté une grande partie du produit d'environ 3,5 milliards \$ des cessions planifiées à la réduction de la dette nette, conformément au ratio cible de deux fois les flux de trésorerie liés à l'exploitation d'ici la fin de l'exercice. Nous avons confirmé notre objectif d'économies en capital liées à la fusion de 1 milliard \$ par année et porté nos synergies d'exploitation à 400 millions \$ par année, synergies qui devraient atteindre 800 millions \$ en 2012.

2011 – Nos objectifs et la façon dont nous comptons les atteindre

- **Atteindre une production annuelle dans le secteur Sables pétrolifères de 280 000 à 310 000 barils par jour ⁽⁴⁾ pour des charges d'exploitation décaissées moyennes de 39 \$ à 43 \$ le baril.** Même si nous prévoyons entreprendre d'importants travaux de maintenance dans nos installations de sables pétrolifères en 2011, nous visons une augmentation d'environ 5 % au milieu de l'exercice par rapport à la production de 2010. L'achèvement des travaux de maintenance et le démarrage de la production de la phase 3 du projet Firebag plus tard en 2011 devraient paver la voie à un deuxième semestre robuste.
- **Établir une division Exploration et production solide.** Nous avons pour objectif de consolider en une seule division les activités d'exploration et de production en amont hors du secteur Sables pétrolifères. Nous prévoyons

que cette division demeurera une bonne source de flux de trésorerie disponibles pour financer les plans de croissance de la Société.

- **Jeter des bases solides pour notre stratégie de croissance à long terme.** Nous prévoyons arrêter les modalités définitives de notre partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd., établissant les conditions favorables qui nous permettront d'accélérer le développement de notre portefeuille de croissance et de fonder notre stratégie de croissance jusqu'en 2020 sur des assises solides.
- **Maintenir un bilan solide.** Nous prévoyons financer notre plan de dépenses en immobilisations pour 2011 principalement au moyen des flux de trésorerie générés à l'interne, du produit de l'entente conclue avec Total E&P Canada Ltd. et du produit d'autres cessions d'actifs possibles. Nous continuerons aussi de nous concentrer sur

l'optimisation des actifs, ainsi que sur la gestion des projets et des liquidités.

- **Continuer de mettre l'accent sur l'excellence**

opérationnelle. Nous continuerons de lancer des stratégies visant à améliorer la fiabilité, la sécurité des personnes et des processus, l'efficacité et l'engagement de la main-d'œuvre, de même que la performance environnementale.

- **Poursuivre les efforts d'atténuation des conséquences sur l'environnement.** Nous poursuivrons la mise en œuvre du procédé TRO™ dans nos installations existantes et continuerons de manifester notre leadership dans le cadre de la collaboration avec nos homologues du secteur visant la mise au point de technologies environnementales. Nous prévoyons aussi achever l'agrandissement de notre usine d'éthanol de St. Clair et mettre en service deux projets d'éoliennes supplémentaires d'ici la fin de 2011.

(1) Ce tableau de pointage doit être lu en parallèle avec le rapport de gestion et les états financiers consolidés audités et notes afférentes de 2010 de Suncor.

(2) En supposant le réinvestissement des dividendes.

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

(4) Compte non tenu de notre quote-part de la production de la coentreprise Syncrude.

RAPPORT DE GESTION

Le 24 février 2011

Le présent rapport de gestion doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de Suncor au 31 décembre 2010 et les notes y afférentes.

Sauf indication contraire, toute l'information financière est présentée en dollars canadiens (\$) CA et est conforme aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Certains montants des exercices antérieurs ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

Les documents additionnels déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 3 mars 2011 (la notice annuelle de 2010), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à www.sedar.com, à www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc., à ses filiales, à ses partenariats 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 consolidée concernée prise isolément avant la date de la fusion, soit le 1^{er} août 2009.

Fusion avec Petro-Canada

Le 1^{er} août 2009, Suncor a conclu sa fusion avec Petro-Canada, appelée la « fusion » dans le présent rapport de gestion. Les montants qui figurent dans les états financiers consolidés audités et dans le présent rapport de gestion pour 2009 et 2010 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1^{er} août 2009 pris collectivement avec les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009. Les chiffres comparatifs de 2008 reflètent uniquement les résultats de l'ancienne société Suncor. Pour de plus amples informations sur la fusion, se reporter à la note 3 afférente aux états financiers consolidés audités au 31 décembre 2010.

Mesures financières non définies par les PCGR

Certaines mesures financières mentionnées dans le présent 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 du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR du Canada.

Des rapprochements du bénéfice d'exploitation avec le bénéfice net établi selon les PCGR sont présentés aux

rubriques « Analyse financière consolidée » et « Bénéfices et flux de trésorerie sectoriels » du présent rapport de gestion. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement avec les charges établies selon les PCGR à la rubrique « Sables pétrolifères – Charges d'exploitation » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation et le RCI sont décrits plus loin à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR ».

Ces mesures financières non définies par les PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elles sont fournies car ce sont des informations utilisées par la direction pour analyser le rendement d'exploitation, le niveau d'endettement et la liquidité. Les mesures financières non définies par les PCGR ne doivent donc pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR.

Avis juridiques

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces énoncés sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Avis juridique concernant les énoncés prospectifs » du présent document.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN) ont été convertis en milliers de pieds cubes équivalent (kpi³e) ou en millions de pieds cubes équivalent (Mpi³e) de gaz naturel, en supposant que six mille pieds cubes (kpi³) équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) ou en milliers de bep (kbep) selon le même ratio. Les unités de mesure Mpi³e, kpi³e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de LGN pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence d'énergie applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits.

APERÇU DE SUNCOR

Suncor Énergie Inc. est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Suncor a classé ses activités dans les secteurs suivants :

- Le secteur **Sables pétrolifères** comprend les activités de la Société dans le Nord-Est de l'Alberta visant à produire du pétrole brut synthétique grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant des projets miniers et *in situ*. La société détient une participation de 12 % dans la coentreprise d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude, située près de Fort McMurray, en Alberta.
- Le secteur **Gaz naturel** comprend les activités d'exploration et de production liées au gaz naturel, au pétrole brut et aux LGN, dans l'Ouest du Canada principalement.
- Le secteur **International et extracôtier** regroupe les activités extracôtières sur la côte Est du Canada et comprend des participations dans les champs de pétrole

FAITS SAILLANTS DE 2010

- **Résultats financiers solides.** Le bénéfice net a plus que triplé pour atteindre 3,571 milliards \$ en 2010, contre 1,146 milliard \$ en 2009. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation⁽¹⁾ ont augmenté pour s'établir à 6,656 milliards \$ en 2010, contre 2,799 milliards \$ en 2009. Nos résultats pour 2010 reflètent l'amélioration du contexte économique entourant le pétrole brut et les produits raffinés, ainsi que le rendement élevé de nos actifs pour le premier exercice complet depuis la fusion avec Petro-Canada en août 2009. Le rendement sur le capital investi⁽¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 10,1 %, en hausse par rapport à 2,6 % en 2009.
- **Stratégie de croissance sur dix ans.** En décembre 2010, nous avons annoncé notre nouvelle stratégie de croissance. Ce plan débute en 2011, alors que nous prévoyons affecter environ 2,8 milliards \$ à un éventail de projets de croissance dans le cadre de nos dépenses en immobilisations globales prévues de 6,7 milliards \$ pour 2011.
- **Partenariat stratégique avec Total.** Dans le cadre de la stratégie de croissance de la Société, Suncor a annoncé la conclusion d'une entente de partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. (« Total ») qui établit le cadre dans lequel les deux sociétés s'associeront pour mettre en valeur les projets d'exploitation de sables pétrolifères de Fort Hills et de

Terra Nova, Hibernia, Hibernia South Extension, White Rose, White Rose Extensions et Hebron, ainsi que les activités d'exploration et de production liées au pétrole brut et au gaz naturel au Royaume-Uni, en Norvège, en Libye et en Syrie.

- Le secteur **Raffinage et commercialisation** comprend le raffinage de produits dérivés du pétrole brut ainsi que la distribution et la commercialisation de ceux-ci et d'autres produits achetés par l'intermédiaire de raffineries situées au Canada et aux États-Unis, ainsi qu'une usine de lubrifiants située au Canada.

En outre, la Société prend part à des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie avec des tiers, effectue des investissements dans des actifs d'énergie renouvelable, notamment la plus importante usine d'éthanol au Canada en termes de volume, et établit des partenariats concernant plusieurs projets d'éoliennes.

Joslyn avec les autres parties aux projets et pour reprendre la construction de l'usine de valorisation Voyageur. L'opération est conditionnelle à l'obtention de certaines approbations réglementaires et d'autres autorisations et devrait être conclue vers la fin du premier trimestre de 2011.

- **Fiabilité opérationnelle accrue.** La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté de manière soutenue en 2010, la Société affichant en fin d'exercice des volumes de production trimestriels records de 325 900 barils par jour (excluant Syncrude), comparativement à 202 300 barils par jour au premier trimestre de l'exercice écoulé, en raison du rendement plus élevé de l'usine de valorisation et aux stocks de bitume importants pour l'ensemble des actifs du secteur Sables pétrolifères. Le taux d'utilisation des raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a augmenté tout au long de 2010, passant de 92 % au premier trimestre à 101 % au quatrième trimestre.
- **Avantages de l'intégration.** Les actifs du secteur International et extracôtier acquis dans le cadre de la fusion ont dégagé des flux de trésorerie élevés, et l'augmentation de la capacité de raffinage et l'ajout d'emplacements additionnels pour le secteur Raffinage et commercialisation nous ont permis de saisir des occasions liées à l'amélioration des marges et à des contraintes logistiques au deuxième semestre de 2010.

(1) Les flux de trésorerie liés à l'exploitation et le rendement du capital investi ne sont pas des mesures définies par les PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

- **Cessions planifiées.** Nous avons mené à bien la cession planifiée de certains actifs non essentiels, d'une valeur d'environ 3,5 milliards \$, de nos secteurs Gaz naturel et International et extracôtier. Nous avons également conclu un accord de vente d'actifs extracôtiers non essentiels au Royaume-Uni dont l'exécution est prévue au premier semestre de 2011. Le produit net de ces cessions a été affecté en grande partie au remboursement de la dette. La dette nette de la Société, qui correspond à la dette totale déduction faite de la trésorerie et des équivalents, s'établissait à 11,1 milliards \$ au 31 décembre 2010.
- **Solidité du bilan.** Le produit des cessions planifiées a été affecté en grande partie à la réduction de notre dette nette, qui est passée de 13,4 milliards \$ en 2009 à 11,1 milliards à la fin de l'exercice 2010. Cette réduction de l'endettement, conjuguée à nos excellents résultats financiers, nous a permis d'améliorer nos

principaux ratios d'endettement, le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation étant passé de 4,8 en 2009 à 1,7 en 2010, soit bien en deçà du ratio ciblé d'au plus 2,0, et notre ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres étant passée de 29 % en 2009 à 25 % en 2010.

- **Remise en état des bassins de résidus.** Au cours de l'exercice, Suncor est devenue la première société de sables pétrolifères à compléter la remise en état de la surface d'un bassin de résidus. La société a aussi obtenu l'approbation des autorités de réglementation en ce qui concerne un nouveau plan de gestion des résidus faisant appel au procédé de remise en état des bassins de résidus TROTM exclusif à la Société, procédé qui devrait réduire considérablement les délais de remise en état des bassins de résidus.

CONTEXTE D'AFFAIRES

Indices de prix des marchandises et taux de change

(moyenne pour les exercices clos les 31 décembre)

		2010	2009	2008
Pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) à Cushing	\$ US/baril	79,55	61,80	99,65
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/baril	79,50	61,50	97,00
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/baril	9,30	5,00	13,15
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/baril	78,05	65,80	103,05
Écart léger/brut WTI à Cushing moins Western Canadian Select (WCS) à Hardisty	\$ US/baril	14,20	9,70	20,10
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	4,15	4,15	8,15
Port de New York, marge de craquage 3-2-1	\$ US/baril	10,55	8,80	11,05
Chicago, marge de craquage 3-2-1	\$ US/baril	9,00	7,75	10,40
Seattle, marge de craquage 3-2-1	\$ US/baril	13,55	11,40	12,10
Côte du golfe du Mexique, marge de craquage 3-2-1	\$ US/baril	7,90	7,10	9,45
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,97	0,88	0,94

Le prix réalisé par Suncor pour le pétrole brut synthétique est influencé par le marché du pétrole léger et par les autres options de nos clients. L'indice du pétrole brut WTI à Cushing est l'indice de référence de rechange le plus souvent utilisé. Les prix du pétrole se sont raffermis en 2010, le prix du WTI étant passé de 61,80 \$ US le baril à 79,55 \$ US le baril depuis 2009.

Le prix réalisé par Suncor pour le pétrole brut synthétique est aussi influencé par les autres options de nos clients. Le prix du WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé pour le pétrole brut canadien. L'écart de prix léger/lourd entre le WTI et le WCS s'est élargi au deuxième semestre en raison de facteurs liés à l'offre et à la demande, notamment les perturbations du service du pipeline d'Enbridge qui ont freiné la capacité d'exportation de produits de pétrole brut en provenance de l'Ouest

canadien, ce qui a entraîné une baisse des ventes et des prix. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, cet écart de prix représentait un retard moyen de 14,20 \$ US le baril par rapport au WTI, contre 9,70 \$ US le baril par rapport au WTI en 2009.

Les prix réalisés par Suncor pour la production du secteur International et extracôtier sont influencés par l'indicateur des prix du pétrole brut Brent, largement diffusé. Les prix du brut Brent pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 se sont établis en moyenne à 79,50 \$ US le baril, en hausse par rapport à 61,50 \$ US le baril pour l'exercice clos le 31 décembre 2009.

La production de gaz naturel de Suncor est évaluée principalement en fonction du prix au comptant en Alberta à AECO. Les prix du gaz naturel pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 se sont élevés en moyenne à

4,15 \$ le kpi³, ce qui est comparable avec les prix de 2009.

Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation grossière de la marge brute de raffinage sur un baril de pétrole destiné à l'essence et à la distillation. Elles sont calculées en prenant deux fois le prix au comptant de l'essence à un endroit donné plus un multiplié par le prix au comptant du diesel au même endroit, duquel on soustrait trois fois le prix contractuel du mois prochain pour le pétrole léger non sulfuré du NYMEX livré à Cushing, en Oklahoma, puis en divisant le montant ainsi obtenu par trois. Il faut noter que ces prix ne reflètent pas nécessairement les coûts d'achat réels du brut, les prix de vente réalisés ou les

configurations de produits d'une raffinerie en particulier. Ces marges de craquage ont toutes été plus élevées pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 que pour l'exercice 2009.

La majorité des produits que Suncor tire des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majorité des dépenses de Suncor sont effectuées en dollars canadiens. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits tirés des ventes de marchandises et, à l'inverse, une baisse de valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits tirés des ventes de marchandises.

Sensibilités économiques

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation et sur le bénéfice net de Suncor pour 2010 si elles s'étaient produites. Chaque poste de l'analyse de sensibilité montre l'incidence de la variation de cette variable seulement, toutes les autres variables demeurant constantes.

	Variation approximative	
	Bénéfice net (millions \$)	Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽¹⁾ (millions \$)
Prix		
Pétrole brut – WTI 1,00 \$ US/baril	89	114
Gaz naturel – AECO 0,10 \$ CA/ kpi ³	7	9
Écart léger-lourd (WTIWCS) 1,00 \$ US/baril	34	44
Volume des ventes		
Pétrole brut – 10 000 barils/jour	129	163
Gaz naturel – 10 Mpi ³ /jour	1	11
Taux de change⁽²⁾		
Variation de 0,01 \$ du taux \$ US/\$ CA	(39)	(129)

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

(2) La sensibilité du bénéfice net tient compte du gain ou de la perte lié à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, de la variation des intérêts débiteurs sur cette dette et de l'incidence estimative sur les ventes réalisées en amont et les marges de raffinage. La sensibilité des flux de trésorerie liés à l'exploitation tient compte de la variation des versements d'intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars américains et de l'incidence estimative sur les montants réalisés et les marges.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Données financières annuelles

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009	2008
Produits (déduction faite des redevances)			
Activités poursuivies	34 350	24 848	28 446
Activités abandonnées ⁽¹⁾	870	632	191
	35 220	25 480	28 637
Bénéfice (perte) net			
Activités poursuivies	2 688	1 206	2 082
Activités abandonnées	883	(60)	55
	3 571	1 146	2 137
Bénéfice net lié aux activités poursuivies par action ordinaire			
de base	1,72	1,01	2,23
dilué	1,71	1,00	2,20
Bénéfice net par action ordinaire⁽²⁾			
de base	2,29	0,96	2,29
dilué	2,27	0,95	2,26
Flux de trésorerie liés à l'exploitation⁽³⁾			
Activités poursuivies	6 164	2 434	3 888
Activités abandonnées	492	365	169
	6 656	2 799	4 057
Total de l'actif	70 169	69 746	32 528
Dette à court terme, y compris la tranche à court terme	12 187	13 880	7 884
Dividendes sur les actions ordinaires	611	401	180
Dividendes au comptant par action ordinaire	0,40	0,30	0,20

(1) Déduction faite de produits d'exploitation de 62 millions \$ qui seraient éliminés lors de la consolidation à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (33 millions \$ en 2009; 24 millions \$ en 2008). Se reporter à la note 6 afférente aux états financiers consolidés audités.

(2) Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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

Volumes de production en amont

en milliers de bep par jour (kbep/j)	2010	2009	2008
Activités poursuivies			
Sables pétrolifères	318,2	306,7	228,0
Gaz naturel	72,0	47,0	23,5
International et extracôtier	170,9	58,0	—
	561,1	411,7	251,5
Activités abandonnées			
Gaz naturel	23,8	27,4	13,2
International et extracôtier	30,2	16,9	—
	54,0	44,3	13,2
Total	615,1	456,0	264,7

Volumes des ventes en aval

en milliers de mètres cubes par jour (milliers de m ³ /j)	2010	2009	2008
Total des ventes de produits raffinés	87,8	54,9	31,5

ANALYSE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Bénéfice net

Le bénéfice net lié aux activités poursuivies du Suncor pour 2010, en comparaison avec 2009, a bénéficié des facteurs favorables suivants :

- La production en amont moyenne a été de 561 100 bep par jour (bep/j) en 2010, contre 411 700 bep/j en 2009. Les ventes de produits pétroliers raffinés ont totalisé en moyenne 87 800 mètres cubes par jour (m³/j) en 2010, en hausse par rapport à 54 900 m³/j en 2009. Ces augmentations s'expliquent surtout par les volumes additionnels découlant de la fusion.
- Les prix réalisés ont été plus élevés en 2010 qu'en 2009. La hausse des prix de référence a été neutralisée en partie seulement par l'élargissement des écarts liés au brut lourd et la vigueur du dollar canadien par rapport au dollar américain.
- Suncor a comptabilisé un gain avant impôts de 295 millions \$ relativement à la nouvelle détermination des participations directes dans le champ de pétrole Terra Nova à la suite d'une entente conclue entre les copropriétaires le 1^{er} décembre 2010.

Ces facteurs positifs ont été partiellement contrebalancés par ce qui suit :

- Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de 7,810 milliards \$ en 2010 ont été supérieurs à ceux de 2009, soit 6,430 milliards \$, en raison surtout de la prise en compte des activités de l'ancienne société Petro-Canada pour un exercice complet en 2010, comparativement à cinq mois seulement après la fusion en 2009, ainsi que de l'accroissement des activités de maintenance planifiées et non planifiées en 2010 par rapport à 2009.
- L'amortissement et l'épuisement se sont élevés à 3,813 milliards \$ en 2010, contre 1,860 milliard \$ en 2009, augmentation qui s'explique principalement par les actifs supplémentaires acquis dans le cadre de la fusion et les réductions de valeur d'actifs constatées en 2010.
- Les redevances ont atteint 1,937 milliard \$ en 2010, contre 1,150 milliard \$ en 2009, hausse principalement attribuable à la prise en compte de la production de l'ancienne société Petro-Canada pour un exercice complet, à l'augmentation des taux de redevances, au contexte de hausse des prix des marchandises et à la réception du produit de l'assurance de la filiale d'assurances de Suncor. Ces hausses ont été contrebalancées en partie par un recouvrement de redevances de 140 millions \$ (avant impôts)

comptabilisé au quatrième trimestre de 2010 par suite de la réception d'un avis du gouvernement de l'Alberta venant modifier le calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume prévue par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance en décembre 2015.

- Les produits de financement se sont chiffrés à 30 millions \$ en 2010, contre des produits de financement de 488 millions \$ en 2009, baisse largement attribuable à la diminution des gains de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains en 2010.
- En 2009, le bénéfice net comprenait un gain avant impôts de 438 millions \$ sur le règlement effectif d'un contrat de traitement préexistant avec Petro-Canada, aux termes duquel Suncor traitait le bitume produit par MacKay River contre rémunération.

La charge d'impôts sur les bénéfices s'est élevée à 1,860 milliard \$ en 2010 (taux d'imposition effectif de 34 %), comparativement à 143 millions \$ en 2009 (taux d'imposition effectif de 11 %). Le taux d'imposition effectif plus bas en 2009 s'expliquait surtout par le taux d'imposition inférieur applicable aux gains de change de la Société sur la dette à long terme libellée en dollars américains et par le fait qu'aucun impôt n'a été prélevé sur le gain lié au règlement effectif du contrat de traitement préexistant avec Petro-Canada.

Activités abandonnées

En 2010, Suncor s'est départie de plusieurs actifs non essentiels des secteurs Gaz naturel et International et extracôtier. Les résultats jusqu'à la date de clôture ainsi que tout gain ou perte à la cession des actifs sont présentés à titre d'activités abandonnées, conformément aux PCGR. Le bénéfice net lié aux activités abandonnées de 883 millions \$ pour l'exercice à l'étude tient compte d'un gain avant impôts de 814 millions \$ lié aux cessions d'actifs.

Flux de trésorerie liés à l'exploitation

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 6,656 milliards \$ en 2010, contre 2,799 milliards \$ en 2009. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des volumes de production, des ventes effectuées par le secteur Raffinage et commercialisation et des prix réalisés. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont une mesure non prescrite par les PCGR que la Société utilise pour évaluer le rendement. Se reporter à la Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR plus loin.

Bénéfice net de 2009 en comparaison avec 2008

Le bénéfice net lié aux activités poursuivies s'est établi à 1,206 milliard \$ en 2009, comparativement à 2,082 milliards \$ en 2008. Le recul du bénéfice net lié aux activités poursuivies découlait surtout de la baisse des prix réalisés, des coûts liés au report des projets de croissance ainsi que des frais de fusion et d'intégration liés à la fusion avec Petro-Canada le 1^{er} août 2009. Ces facteurs ont annulé complètement la hausse de la production en amont, l'augmentation des volumes de vente des produits

raffinés et le gain lié au règlement effectif du contrat préexistant avec Petro-Canada. Le bénéfice net de 2009 comprenait aussi des pertes liées aux dérivés sur marchandises employés aux fins de la gestion des risques, tandis qu'un gain lié à ces dérivés avait été constaté en 2008.

La fusion a entraîné une augmentation des actifs de Suncor de 35,8 milliards \$, écart d'acquisition compris, et une hausse de 4,4 milliards \$ de la dette à long terme.

Bénéfice d'exploitation⁽¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, après impôts)	2010	2009	2008
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	2 688	1 206	2 082
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés ⁽²⁾	(233)	499	(372)
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(372)	(798)	852
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	103	124	(107)
Frais de démarrage de projets	58	40	24
Coûts liés au report de projets de croissance	94	300	—
Frais de fusion et d'intégration	79	151	—
(Gain) perte sur cessions ⁽³⁾	(121)	39	—
Autres produits ⁽⁴⁾	(166)	24	—
Ajustements des provisions ⁽⁵⁾	(51)	50	—
Réductions de valeur et sorties du bilan ⁽⁶⁾	317	—	—
Ajustements des provisions liés aux actifs acquis dans le cadre de la fusion ⁽⁷⁾	68	—	—
Gain lié au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada ⁽⁸⁾	—	(438)	—
Incidence de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur ⁽⁹⁾	—	97	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs ⁽¹⁰⁾	—	4	—
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	2 464	1 298	2 479
Bénéfice (perte) net lié aux activités abandonnées	883	(60)	55
Gain à la cession d'activités abandonnées ⁽³⁾	(689)	—	—
Réductions de valeur et sorties du bilan d'activités abandonnées ⁽⁶⁾	74	42	—
Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total	2 732	1 280	2 534

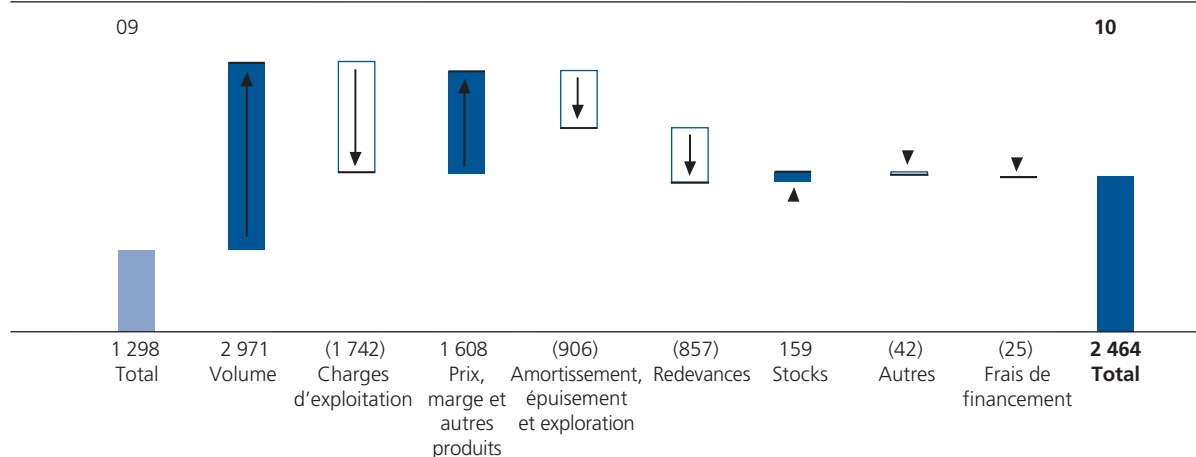
- (1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non définie par les PCGR qui se calcule en ajustant le bénéfice net en fonction d'éléments importants qui, de l'avis de la direction, ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation et nuisent à la comparabilité du rendement financier sous-jacent d'une période à l'autre. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.
- (2) La Société ajuste le bénéfice d'exploitation pour tenir compte de la variation de la juste valeur des instruments dérivés importants servant à gérer les risques liés au pétrole brut. Elle détient aussi des instruments dérivés moins importants servant à gérer les risques dans d'autres secteurs et l'ajustement n'en tient pas compte.
- (3) Le total de 2010 comprend les ventes d'actifs non essentiels du secteur Gaz naturel et les ventes d'actifs et d'actions du secteur International et extracôtier, un gain à la vente de terrains non prouvés du secteur Gaz naturel ainsi que des gains à la vente d'établissements de détail du secteur Raffinage et commercialisation. Le total de 2009 se rapporte à une perte constatée lorsqu'un échangeur routier construit par Suncor a été transféré au gouvernement de la province d'Alberta, ainsi qu'à des ajustements à la juste valeur apportés à des actifs acquis dans le cadre de la fusion.
- (4) Ce montant représente le paiement de règlement payable à Suncor par suite de la modification des pourcentages de participation dans Terra Nova. Ce paiement sera versé à Suncor à titre de remboursement de certains produits résultant de la majoration de sa participation directe dans Terra Nova (qui est passée de 33,990 % à 37,675 %) avec effet rétroactif au 1^{er} février 2005. Les bénéfices d'exploitation de 2010 et 2009 ont été retraités pour rendre compte de la portion respective du montant de règlement attribuable à chacun de ces exercices.
- (5) Ce montant reflète l'incidence d'un recouvrement de redevances découlant d'un avis remis par le gouvernement de l'Alberta à la Société venant modifier le calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2010. En conséquence de cette modification, la Société a réduit sa réserve au titre des charges de redevances d'environ 105 millions \$ (après impôts) au quatrième trimestre de 2010. Le bénéfice d'exploitation des exercices précédents a été retraité afin d'éliminer la provision comptabilisée initialement. La Société est toujours à négocier les ajustements définitifs au calcul de l'évaluation du bitume pour la période intermédiaire 2009 et 2010 et pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor qui vient à échéance le 31 décembre 2015.
- (6) Le total de 2010 comprend une réduction de valeur liée à du matériel d'extraction du secteur Sables pétroliers, une réduction de valeur de certains baux fonciers qui ne sont plus exploités par le secteur Gaz naturel, une réduction de valeur de certains biens de gaz naturel attribuable à la diminution des prix du gaz naturel, un ajustement des stocks de pièces de rechange et une réduction de valeur des actifs du secteur International et extracôtier fondée sur le prix de vente convenu.
- (7) Le total de 2010 tient compte d'ajustements liés à des engagements défavorables relatifs au transport par pipeline, d'ajustements relatifs au rapprochement des coûts antérieurs liés aux contrats d'exploration et de partage de production en Libye, d'un forage improductif en Libye,

d'un montant radié au titre de terrains non prouvés dans le secteur Gaz naturel et d'une réduction de la provision liée à l'unité de cokéfaction de Montréal.

- (8) Ce montant représente l'incidence de la valeur de règlement présumée attribuée au contrat de traitement de bitume avec Petro Canada à la clôture de la fusion.
- (9) Des stocks acquis à leur juste valeur dans le cadre de la fusion avec Petro Canada ont été vendus au troisième trimestre de 2009, ce qui a donné lieu à une diminution non récurrente du bénéfice.
- (10) Ce montant représente l'incidence nette d'une augmentation du passif d'impôts futurs attribuable à une modification des impôts sur les bénéfices provinciaux par suite de la fusion et d'une diminution du passif d'impôts futurs attribuable à la réduction du taux d'imposition provincial en Ontario.

Bénéfice d'exploitation consolidé lié aux activités poursuivies

(en millions de dollars)



Bénéfice d'exploitation par secteur

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

	2010	2009	2008
Activités poursuivies			
Sables pétrolifères	1 535	1 116	2 522
Gaz naturel	(137)	(173)	34
International et extracôtier	993	362	—
Raffinage et commercialisation	782	473	(23)
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(709)	(480)	(54)
	2 464	1 298	2 479
Activités abandonnées			
Gaz naturel	49	(14)	55
International et extracôtier	219	(4)	—
	268	(18)	55
Bénéfice d'exploitation total⁽¹⁾	2 732	1 280	2 534

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

BÉNÉFICES ET FLUX DE TRÉSORERIE SECTORIELS

Sables pétrolifères

Les activités du secteur Sables pétrolifères, situé dans le Nord-Est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et *in situ* (Firebag et MacKay River) puis à valoriser la majorité du bitume ainsi produit en le transformant en charges d'alimentation de raffineries, en combustible diesel et en sous-produits. Le plan de commercialisation de la Société prévoit aussi la vente de bitume lorsque la conjoncture du marché s'y prête ou que les conditions opérationnelles le justifient. Le secteur Sables pétrolifères comprend aussi une participation de 12 % dans la coentreprise d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude, de même qu'une participation dans le projet Fort Hills.

Le 17 décembre 2010, Suncor a annoncé la conclusion d'une entente de partenariat stratégique avec Total. Sous réserve de certaines conditions, cette entente prévoit que les deux sociétés s'associeront pour mettre en valeur les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn avec les autres parties aux projets et pour reprendre

les travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur, avec des dates d'entrée en service prévues s'échelonnant de 2016 à 2018.

À la clôture, il est prévu que Total fera l'acquisition d'une participation de 49 % dans l'usine de valorisation Voyageur de Suncor et d'une participation supplémentaire de 19,2 % dans le projet Fort Hills, ce qui ramènera la participation de Suncor de 60 % à 40,8 %. En contrepartie, il est prévu que Suncor fera l'acquisition d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn et touchera une contrepartie en trésorerie d'environ 1,75 milliard \$.

L'opération est conditionnelle à l'obtention de certaines approbations réglementaires et d'autres autorisations et devrait être conclue au premier trimestre de 2011. La mise en valeur des projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn ainsi que la reprise de la construction de l'usine de valorisation Voyageur sont conditionnelles à l'approbation de l'ensemble des partenaires qui sont partie aux projets et du conseil d'administration de Suncor.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009	2008
Produits bruts et autres produits	10 104	7 184	9 354
Moins les redevances	(681)	(645)	(715)
Produits nets	9 423	6 539	8 639
Production totale en milliers de barils par jour	318,2	306,7	228,0
Prix de vente moyen – compte tenu de l'incidence des activités de gestion des risques réalisées (à l'exclusion de Syncrude) (\$/baril) ⁽¹⁾	69,58	61,66	95,96
Bénéfice net	1 492	557	2 875
Bénéfice d'exploitation ⁽²⁾	1 535	1 116	2 522
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽²⁾	2 769	1 251	3 507
Charges d'exploitation décaissées (à l'exclusion de Syncrude) (\$/baril) ⁽²⁾	38,85	33,95	38,50
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	37/63	47/53	43/57

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

(2) Mesures non définies par les PCGR. Un rapprochement du bénéfice d'exploitation et des charges d'exploitation décaissées figure ci-dessous. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent document.

Rapprochement du bénéfice d'exploitation

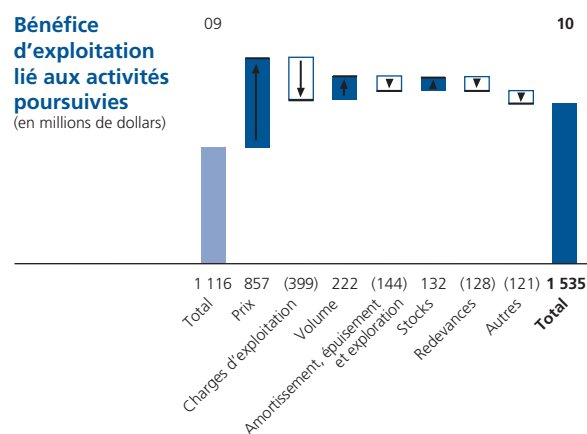
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Bénéfice net	1 492	557	2 875
Variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des règlements	(233)	499	(372)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	31	28	(5)
Frais de démarrage de projets	55	40	24
Coûts liés au report de projets de croissance	94	299	—
Pertes sur cessions	4	39	—
Réductions de valeur et sorties du bilan	143	—	—
Ajustements des provisions	(51)	50	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	37	—
Gain au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro Canada	—	(438)	—
Effet de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis	—	5	—
Bénéfice d'exploitation⁽¹⁾	1 535	1 116	2 522

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

Le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 1,492 milliard \$ en 2010, contre 557 millions \$ en 2009. Le bénéfice net de 2010 reflète la hausse des prix moyens des produits du pétrole brut provenant des sables pétrolifères, un gain lié aux dérivés sur marchandises employés aux fins de la gestion des risques comparativement à une perte en 2009, ainsi que l'augmentation de la production totale et la diminution des coûts liés au report de projets de croissance. Le bénéfice net de 2010 tient également compte d'un recouvrement de redevances de 140 millions \$ (avant impôts) par suite de la réception d'un avis du gouvernement de l'Alberta venant modifier le calcul devant être effectué dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2010 aux termes de la convention de modification des redevances de Suncor. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des charges d'exploitation en 2010 et des frais de démarrage liés aux phases 3 et 4 du projet Firebag, par la réduction de valeur de certains actifs d'extraction qui étaient destinés à l'élaboration d'un procédé d'extraction de rechange visant à broyer les sables pétrolifères et à les transformer en boue sur le front d'abattage, et par un gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant conclu avec Petro-Canada en 2009 aux

termes duquel Suncor traitait le bitume produit par MacKay River contre rémunération.

Activités poursuivies



Le bénéfice d'exploitation de 2010 s'est établi à 1,535 milliard \$, comparativement à 1,116 milliard \$ en 2009. L'augmentation de 38 % du bénéfice d'exploitation en 2010 est attribuable à la hausse des prix réalisés et de la production totale, facteurs atténués par la hausse des charges d'exploitation.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre (en milliers de barils/j)	2010	2009	2008
Production compte non tenu de Syncrude	283,0	290,6	228,0
Production de Syncrude ⁽¹⁾	35,2	16,1	—
Production totale	318,2	306,7	228,0

(1) La production pour les cinq mois terminés le 31 décembre 2009 a été de 38,5 milliers de barils par jour.

La production totale a augmenté de 4 % en 2010 par rapport à 2009, en raison surtout de la production additionnelle provenant de Syncrude par suite de la fusion. Exception faite de la production de Syncrude, la fusion n'a pas fait augmenter les volumes de production du secteur Sables pétrolifères, la production de MacKay River ayant été incluse dans la production déclarée par Suncor pour 2009 à titre de volumes traités par Suncor aux termes d'un accord de frais de traitement. Toutefois, l'ajout de sept mois de production de MacKay River en 2010 vu la date de la fusion a entraîné une hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères, car les volumes visés par l'accord de traitement avec Petro-Canada n'étaient pas inclus dans les ventes avant le 1^{er} août 2009.

La production de 283 000 barils par jour en 2010, exclusion faite de Syncrude, a été inférieure de 3 % à celle de 2009, soit 290 600 barils par jour. L'incidence défavorable des travaux de maintenance planifiés et non planifiés au début de 2010 a été partiellement compensée par la fiabilité accrue de l'usine de valorisation et l'augmentation des stocks de bitume au deuxième semestre. Le secteur Sables pétrolifères a terminé l'exercice avec une production record de 325 900 barils par jour au quatrième trimestre de 2010. Les travaux de maintenance non planifiés au début de l'exercice comprennent les travaux de reconstruction des usines de valorisation 1 et 2 à la suite des incendies survenus en décembre 2009 et en février 2010. En conséquence, la production de l'exercice a été réduite d'environ 29 500 barils par jour. Les répercussions des incendies sur la production ont été atténuées par la capacité de Suncor à vendre du bitume sur le marché, ce qui a permis d'éviter une interruption de la production.

La production de Syncrude en 2010 s'est élevée à 35 200 barils par jour de pétrole synthétique peu sulfureux, contre 16 100 barils par jour en 2009. Cette hausse s'explique par le fait que sept mois de production supplémentaires ont été pris en compte en 2010, comparativement à 2009, du fait de la date de la fusion. Compte non tenu des effets liés à la date de la fusion, la production de Syncrude a diminué de 9 % en raison des travaux de maintenance planifiés et non planifiés dans les usines de valorisation.

Prix

Exercices clos les 31 décembre (en \$ CA par baril)	2010	2009	2008
Prix de vente moyen – compte tenu de l'incidence des activités de gestion des risques réalisées (à l'exclusion de Syncrude)	69,58	61,66	95,96
Prix de vente moyen – Syncrude	80,93	77,36	—
Composition des ventes (peu sulfureux/sulfureux) (en pourcentage)	37/63	47/53	43/57
Volumes de vente (en milliers de barils/jour) – à l'exclusion de Syncrude	279,3	276,2	227,0
Volumes de vente de Syncrude (en milliers de barils/jour)	35,2	16,1	—

Le secteur Sables pétrolifères a tiré parti de la hausse des prix de référence du pétrole brut et de la baisse des pertes réalisées en 2010 comparativement à 2009. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été atténuée par l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd, le changement de la composition des ventes et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les écarts de prix sur le pétrole brut lourd ont été plus prononcés au deuxième semestre de 2010 en raison des perturbations du service du pipeline d'Enbridge qui ont restreint la capacité d'exportation de produits du pétrole brut lourd à partir de l'Ouest canadien, ce qui a entraîné une baisse des ventes et des prix. Ces

perturbations et l'augmentation des stocks de produits de pétrole brut qui en a découlé ont eu des répercussions défavorables sur les prix obtenus pour le brut sulfureux et pour le bitume.

Les incendies survenus dans les usines de valorisation en décembre 2009 et en février 2010, ainsi que les problèmes liés à l'approvisionnement en hydrogène et à la capacité d'hydrotraitement au deuxième semestre de 2010 ont eu une incidence défavorable sur la composition des ventes en 2010. Ces facteurs ont donné lieu à la production d'un plus faible pourcentage de produits de pétrole brut peu sulfureux à valeur élevée, ce qui a fait

augmenter le volume des ventes de bitume et de pétrole brut sulfureux de valeur moindre.

En 2010, le prix moyen réalisé par Suncor sur les ventes de brut, exclusion faite de Syncrude et des dérivés employés aux fins de la gestion des risques, correspondait au prix du WTI moins 9,92 \$ US le baril, soit 88 % du WTI, tandis qu'en 2009 le prix moyen réalisé correspondait au prix du WTI moins 5,22 \$ US le baril, soit 92 % du WTI.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont été plus élevées en 2010 qu'en 2009, hausse qui s'explique surtout par la prise en compte pour un exercice complet des charges d'exploitation correspondant à la quote-part de la Société dans la coentreprise Syncrude, par l'augmentation des

coûts liés aux travaux de maintenance planifiés et non planifiés et par la prise en compte pour un exercice complet des charges d'exploitation liées au projet MacKay River en raison de la date de la fusion. Comme il est mentionné précédemment dans le présent rapport, les volumes de production de MacKay River avaient été pris en compte dans les résultats de 2009 aux termes d'un accord de traitement, tandis que les charges d'exploitation connexes ne l'avaient pas été.

Les achats de produits de diesel et de pétrole brut auprès de tiers ont été plus importants en 2010 qu'en 2009 afin de faciliter l'écoulement de la production de brut lourd du secteur Sables pétrolifères et de remplir des obligations contractuelles. L'incidence des achats de produits sur le bénéficiaire est minime, les achats étant largement compensés par les produits.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées⁽¹⁾⁽²⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010		2009		2008	
	en millions de dollars	en \$/baril	en millions de dollars	en \$/baril	en millions de dollars	en \$/baril
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 545		4 277		3 203	
Ajustements :						
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(473)		(199)		—	
Autres coûts non liés à la production ⁽³⁾	(60)		(479)		9	
Charges d'exploitation décaissées – à l'exclusion de Syncrude	4 012	38,85	3 599	33,95	3 212	38,50

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

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

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

Les charges d'exploitation décaissées (à l'exclusion de Syncrude) ont atteint 4,012 milliards \$ en 2010, contre 3,599 milliards \$ en 2009. Par baril, ces charges se sont élevées à 38,85 \$ par baril en 2010, comparativement à 33,95 \$ par baril en 2009, ce qui représente une hausse de 14 % en glissement annuel. L'augmentation des charges d'exploitation décaissées est principalement attribuable à la prise en compte pour sept mois de plus des charges d'exploitation liées au projet MacKay River, ainsi qu'à une baisse de volume et à une hausse des coûts découlant de travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

Les charges d'exploitation décaissées relativement à la participation de Suncor dans les activités de Syncrude se sont chiffrées en moyenne à 37,95 \$ par baril en 2010,

comparativement à 32,50 \$ par baril pour les cinq derniers mois de 2009. L'augmentation pour l'exercice écoulé s'explique surtout par l'incidence des travaux de maintenance planifiés sur la production de 2010, comparativement à 2009 alors que la période de cinq mois prise en compte dans les résultats de 2009 ne comprenait aucun effet important des travaux de maintenance planifiés ou non planifiés du fait de la date de la fusion.

Le lecteur est prévenu que les charges d'exploitation décaissées par baril ne sont pas directement comparables avec les mesures semblables calculées par d'autres entités (y compris Syncrude) en raison des différents traitements comptables des charges d'exploitation et des coûts appliqués par les producteurs.

Amortissement et épuisement

En 2010, l'augmentation de la charge au titre de l'amortissement et de l'épuisement est attribuable à des actifs récemment mis en service et à l'amortissement supplémentaire lié aux actifs acquis dans le cadre de la fusion. Les actifs du secteur Sables pétrolifères sont principalement amortis selon la méthode linéaire.

Redevances

L'augmentation de la charge au titre des redevances s'explique surtout par la prise en compte pour un exercice complet de la production donnant lieu au versement de redevances acquise dans le cadre de la fusion (contre seulement cinq mois en 2009) relativement au projet MacKay River et à la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude, par la hausse des taux de redevances et par la réception du produit de l'assurance de la filiale d'assurances de Suncor, à l'égard duquel des redevances étaient à payer. Le projet MacKay River de Suncor ayant dépassé le seuil de rentabilité en novembre 2010, le pourcentage de redevances à payer est passé à environ 31 % des produits moins les coûts pour cette période. Le projet Firebag de Suncor est quant à lui demeuré sous le seuil de rentabilité, et les redevances correspondaient à un pourcentage minimal des produits, à

savoir un taux fondé sur l'équivalent en dollars canadien du WTI jusqu'à concurrence de 9 %.

Coûts de mise en veilleuse

La Société continue d'engager des coûts liés à la mise en veilleuse de certains projets de croissance en raison des conditions du marché défavorables ces dernières années. 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, ainsi que les coûts liés à la reprise des travaux relatifs aux projets de croissance mis en veilleuse. Par suite de la mise en veilleuse de certains projets, des coûts avant impôts de 126 millions \$ ont été engagés en 2010, comparativement à 380 millions \$ en 2009. En 2010, les travaux ont repris relativement aux phases 3 et 4 du projet Firebag et au projet Millennium Naphtha Unit (MNU).

Travaux de maintenance planifiés

Le secteur Sables pétrolifères de Suncor a prévu un entretien planifié de l'usine de valorisation 2 d'une durée de six semaines au deuxième trimestre de 2011. Le volume de production devrait diminuer d'environ 215 000 barils par jour pendant cet entretien.

Gaz naturel

Le secteur Gaz naturel de Suncor, qui exerce la majeure partie de ses activités dans l'ouest du Canada, se consacre à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de LGN, de pétrole et de sous-produits, qui sont destinés à la consommation interne ainsi qu'à la vente sur le marché nord-américain.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009	2008
Produits bruts tirés des activités poursuivies	810	459	471
Moins les redevances tirées des activités poursuivies	(76)	(36)	(107)
Produits nets tirés des activités poursuivies	734	423	364
Production brute			
Activités poursuivies (en Mpi ³ e par jour)	432	282	141
Activités abandonnées (en Mpi ³ e par jour)	143	164	79
	575	446	220
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies			
Gaz naturel – compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque (en \$ le kpi ³) ⁽¹⁾	3,99	3,63	8,21
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (en \$ le baril) ⁽¹⁾	77,37	59,41	68,05
Bénéfice (perte) net			
Activités poursuivies	(277)	(185)	34
Activités abandonnées	506	(14)	55
	229	(199)	89
Bénéfice (perte) d'exploitation ⁽²⁾			
Activités poursuivies	(137)	(173)	34
Activités abandonnées	49	(14)	55
	(88)	(187)	89
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽²⁾			
Activités poursuivies	320	177	198
Activités abandonnées	125	152	169
	445	329	367

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

(2) Mesures non définies par les PCGR. Le tableau ci-dessous présente le rapprochement du bénéfice d'exploitation. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont rapprochés à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

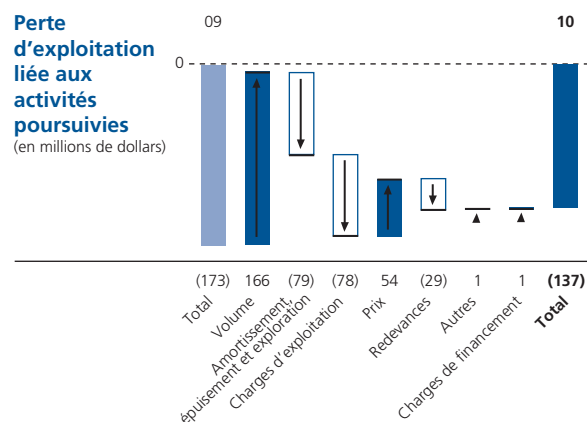
Rapprochement du bénéfice d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Perte nette liée aux activités poursuivies	(277)	(185)	34
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	9	11	—
Gains sur cessions	(99)	—	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	1	—
Réductions de valeur et sorties du bilan	174	—	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	56	—	—
Perte d'exploitation liée aux activités poursuivies⁽¹⁾	(137)	(173)	34
Bénéfice (perte) net lié aux activités abandonnées	506	(14)	55
Gains découlant de cessions d'activités abandonnées	(479)	—	—
Réductions de valeur et sorties du bilan	22	—	—
Perte d'exploitation liée aux activités – total⁽¹⁾	(88)	(187)	89

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

Le secteur Gaz naturel a inscrit un bénéfice net total de 229 millions \$ en 2010, en comparaison d'une perte nette de 199 millions \$ en 2009. Cette amélioration du résultat net est attribuable aux gains avant impôts de 774 millions \$ qui ont découlé de la cession d'actifs non essentiels et de la vente de terrains non prouvés en 2010, de même qu'à l'accroissement de la production totale qui a résulté de la cession. L'incidence favorable de ces facteurs a toutefois été atténuée par la réduction de valeur (avant impôts) de 222 millions \$ de certains actifs destinés à la vente dont la valeur comptable était supérieure au montant prévu des flux de trésorerie futurs actualisés devant en découler, de même que par la réduction de valeur (avant impôts) de 44 millions \$ de certains baux fonciers dans l'Ouest canadien et en Alaska, dont l'exploitation n'est plus prévue selon le plan de réorientation stratégique de la Société.

Activités poursuivies



La perte d'exploitation liée aux activités poursuivies s'est établie à 137 millions \$ en 2010, comparativement à celle de 173 millions \$ inscrite en 2009. Cette diminution de la perte d'exploitation liée aux activités poursuivies est principalement attribuable à la hausse de la production qui a découlé de la fusion, à la baisse des frais d'exploration et à la hausse des prix obtenus. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la hausse des frais d'extraction qui a découlé de la fusion et par l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre (en Mpi ³ e/f)	2010	2009	2008
Gaz naturel	399	262	135
Liquides de gaz naturel et pétrole brut	33	20	6
Production brute	432	282	141

La production brute tirée des activités poursuivies a augmenté de 53 % en 2010 par rapport à celle de 2009. Cette augmentation résulte essentiellement du volume de production supplémentaire qui a été tiré des actifs acquis dans le cadre de la fusion, contrebalancé en partie par les cessions d'actifs et le déclin naturel.

Prix

Les prix moyens obtenus pour le gaz naturel ont été plus élevés en 2010 qu'en 2009, bien que le prix de référence moyen du gaz naturel au carrefour AECO pour ces deux exercices soit demeuré le même. Cet écart découle du fait qu'en raison de la fusion, la majeure partie des ventes de 2009 ont été réalisées au deuxième semestre de l'exercice, au cours duquel le prix de référence au carrefour AECO était moins vigoureux, ce qui a entraîné une diminution du prix moyen obtenu pour le gaz naturel pour l'ensemble de l'exercice 2009. En 2010, les volumes des ventes et les prix de vente obtenus sont demeurés plus stables tout au long de l'exercice et les coûts de transport ont été moins élevés.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation liées aux activités poursuivies ont augmenté en 2010 comparativement à celles de 2009, du fait que les résultats de 2010 tiennent compte des charges d'exploitation liées aux actifs acquis dans le cadre de la fusion pour un exercice complet, tandis que les résultats de 2009 ne tenaient compte de ces charges que pour cinq mois, étant donné le moment où a été conclue la fusion. À 2,18 \$ le kpi³e, les charges d'exploitation par unité de production ont été plus élevées qu'en 2009 (1,98 \$ le kpi³e), en raison principalement des coûts liés aux révisions des installations qui ont été engagés au cours du quatrième trimestre de 2010.

Amortissement et épuiement et frais d'exploration

La charge d'amortissement et d'épuisement liée aux activités poursuivies a augmenté en 2010 comparativement à celle de 2009, en raison principalement du volume de production supplémentaire qui a été tiré des actifs acquis dans le cadre de la fusion. Les actifs de gaz naturel sont essentiellement amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation.

Les frais d'exploration liés aux activités poursuivies ont diminué en raison la baisse des activités d'exploration et du plus grand taux de succès obtenu pour les activités de forage réalisées en 2010, ce qui s'est traduit par une baisse des coûts liés aux forages improductifs.

Redevances

Pour 2010, le total des redevances à la Couronne liées aux activités poursuivies a augmenté par rapport à 2009. Cette hausse des redevances est principalement attribuable à la production supplémentaire tirée des actifs acquis dans le cadre de la fusion, à la hausse des prix de vente obtenus en 2010 par rapport à 2009 et à l'augmentation des crédits reçus au titre des redevances en 2009.

Activités abandonnées

En 2010, le secteur Gaz naturel s'est départi d'un certain nombre d'actifs non essentiels de gaz naturel. Les résultats des activités abandonnées, qui ont été établis conformément aux PCGR, tiennent compte des résultats attribuables aux actifs vendus au cours de l'exercice jusqu'à la date de conclusion de la vente. Les chiffres comparatifs ont été retraités pour rendre compte de l'incidence des activités qui ont été classées dans les activités abandonnées en 2010. Les principales cessions réalisées par la Société en 2010 sont les suivantes :

- Le 1^{er} mars 2010, la Société a conclu la vente de la quasi-totalité de ses actifs en amont des Rocheuses américaines, ce qui lui a rapporté un produit net de

481 millions \$ US. Le reste des actifs en amont des Rocheuses américaines a été vendu peu de temps après.

- Le 31 mars 2010, la Société a conclu la vente de certains actifs non essentiels de gaz naturel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, connus sous les noms de Blueberry et de Jedney, ce qui lui a rapporté un produit net de 383 millions \$.
- Le 31 mai 2010, la Société a conclu la vente d'actifs non essentiels de gaz naturel situés dans le centre de l'Alberta, connus sous les noms de Rosevear et de Pine Creek, ce qui lui a rapporté un produit net de 229 millions \$.
- Le 31 août 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs non essentiels de gaz naturel situés dans la région centre-ouest de l'Alberta, connus sous les noms de Bearberry et de Ricinius, ce qui lui a rapporté un produit net de 275 millions \$.
- Le 30 septembre 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs non essentiels de gaz naturel situés dans le sud de l'Alberta, connus sous le nom de Wildcat Hills, ce qui lui a rapporté un produit net de 351 millions \$.

International et extracôtier

Le secteur International et extracôtier de Suncor englobe les activités de production et d'exploration extracôtière menées à Terre-Neuve-et-Labrador et dans la mer du Nord, les activités de production et d'exploration côtières menées en Libye et en Syrie, ainsi que les terrains destinés à l'exploration situés en Norvège.

Au large de la Côte Est du Canada, Suncor est l'exploitant des champs pétrolifères Terra Nova, dans lesquels sa participation directe est passée de 33,990 % à 37,675 % en date du 1^{er} janvier 2011. Cette modification de la participation directe a été finalisée en décembre 2010, conformément aux modalités de l'entente de développement et d'exploitation de Terra Nova. Suncor détient également une participation de 20 % dans Hibernia, une participation de 19,5 % dans le projet

d'extension Hibernia South, une participation de 27,5 % dans White Rose, une participation de 26,125 % dans les projets d'extension North Amethyst et West White à White Rose, et une participation de 22,7 % dans Hebron. Dans la mer du Nord, Suncor détient une participation directe de 29,9 % dans Buzzard. En Libye, elle mène un projet conjoint d'aménagement et de mise en valeur de champs pétrolifères dans le bassin Sirte, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production. En Syrie, elle mène des activités de mise en valeur des secteurs Ash Shaer et Cherrife dans le cadre du projet gazier Ebla, aux termes d'un contrat de partage de la production.

À la fin de février, des bouleversements civils ont secoué la Libye. Au moment de la publication du présent rapport, l'ampleur et la durée des répercussions qu'auront ces événements sur nos activités sont inconnues.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009
Produits bruts tirés des activités poursuivies	5 503	1 686
Moins les redevances	(1 180)	(469)
Produits nets tirés des activités poursuivies	4 323	1 217
Production tirée des activités poursuivies (en kbep/j)		
Côte Est du Canada	68,6	24,3
Royaume-Uni (Buzzard)	55,5	20,0
Libye	35,2	13,7
Syrie	11,6	—
Production totale tirée des activités poursuivies (en kbep/j)	170,9	58,0
Production totale tirée des activités abandonnées (en kbep/j)	30,2	16,9
Production totale (en kbep/j) ⁽¹⁾	201,1	74,9
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies ⁽²⁾		
Côte Est du Canada (en \$/baril)	80,20	76,86
Royaume-Uni (Buzzard) (en \$/bep)	77,91	69,53
Autres – International (en \$/bep)	78,07	77,53
Bénéfice (perte) net		
Activités poursuivies	1 114	323
Activités abandonnées	377	(46)
	1 491	277
Bénéfice (perte) d'exploitation ⁽³⁾		
Activités poursuivies	993	362
Activités abandonnées	219	(4)
	1 212	358
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽³⁾		
Activités poursuivies	2 512	738
Activités abandonnées	367	213
	2 879	951

(1) La production pour la période de cinq mois close le 31 décembre 2009 s'est chiffrée à 178,8 kbep/j.

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

(3) Mesure non définie par les PCGR. Le tableau ci-dessous présente le rapprochement du bénéfice d'exploitation. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont rapprochés à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

Rapprochement du bénéfice d'exploitation

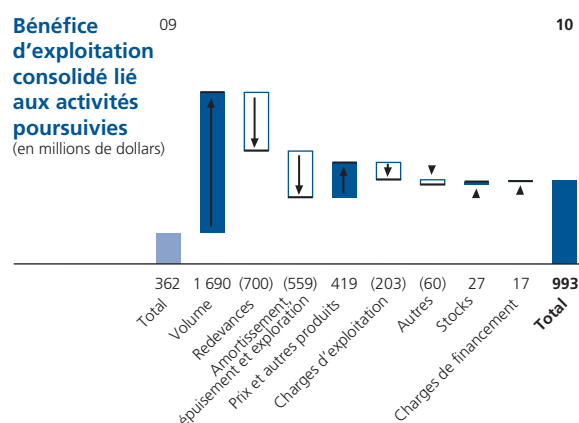
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	1 114	323
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	14	10
Autres produits ⁽¹⁾	(166)	24
Frais de démarrage de projets	3	—
Incidence de l'ajustement des taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	(20)
Effet de la comptabilisation à la juste valeur des stocks acquis	—	25
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	28	—
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies⁽²⁾	993	362
Bénéfice (perte) net lié aux activités abandonnées	377	(46)
Gains découlant de cessions d'activités abandonnées	(210)	—
Réductions de valeur et sorties du bilan	52	42
Bénéfice d'exploitation lié aux activités – total⁽²⁾	1 212	358

(1) Ce montant représente le paiement de règlement payable à Suncor par suite de la modification des pourcentages de participation dans Terra Nova. Le paiement de 220 millions \$ (après impôts) sera versé à Suncor en guise de remboursement de certains produits nets résultant de la majoration de la participation de celle-ci dans Terra Nova pour la période allant du 1^{er} février 2005, date d'atteinte du seuil de rentabilité, jusqu'au 31 décembre 2010. Le bénéfice d'exploitation de 2010 et de 2009 a été retraité de façon à inclure uniquement la portion du paiement se rapportant à la période comparative en question.

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

Le secteur International et extracôtier a inscrit un bénéfice net de 1,491 milliard \$ en 2010, en comparaison de 277 millions \$ en 2009. La progression du bénéfice net en 2010 est attribuable à la prise en compte, pour un exercice complet, de la production supplémentaire découlant de la fusion, à l'entrée en production de nouveaux puits en 2010, à la hausse des prix de vente obtenus, aux gains avant impôts de 170 millions \$ découlant de cessions d'actifs et au gain avant impôts de 295 millions \$ comptabilisé à l'égard de la modification de la participation directe dans Terra Nova.

Activités poursuivies



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies s'est établi à 993 millions \$ en 2010, en comparaison de 362 millions \$ en 2009. Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies s'est accru en 2010, en raison de la hausse de la production découlant de la fusion, de l'entrée en production de nouveaux puits et de la hausse des prix

de vente obtenus. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par la hausse de la charge de redevances et de la charge d'amortissement et d'épuisement, laquelle est attribuable à la prise en compte, en 2010, des nouvelles activités acquises dans le cadre de la fusion pour sept mois de plus qu'en 2009.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre (kbpj)	2010	2009
Production liée aux activités poursuivies		
Côte Est du Canada		
Terra Nova	23,2	8,7
Hibernia	30,9	11,4
White Rose	14,5	4,2
Royaume-Uni		
Buzzard	55,5	20,0
Libye	35,2	13,7
Syrie	11,6	—
Production totale⁽¹⁾	170,9	58,0

(1) La production liée aux activités poursuivies pour la période de cinq mois close le 31 décembre 2009 s'est chiffrée en moyenne à 138,4 kbpj.

La production tirée des activités poursuivies a considérablement augmenté en 2010 comparativement à celle de 2009, ce qui découle surtout du fait que la production de 2010 tient compte des volumes supplémentaires attribuables à la fusion pendant sept mois de plus qu'en 2009. Abstraction faite de l'incidence de ces volumes supplémentaires attribuables à la fusion, la production a été tout de même plus élevée en 2010 qu'en 2009, en raison de l'entrée en production, en 2010, de nouveaux puits en Syrie et dans la portion North Amethyst des projets d'extension White Rose (North Amethyst) et de

la nouvelle production tirée du bloc AA d'Hibernia South, qui est entré en production à la fin de 2009. La production issue de Buzzard s'est également accrue en 2010, en raison de la réduction du volume de travaux de maintenance par rapport à 2009.

Prix

Le secteur International et extracôtier a obtenu de meilleurs prix de vente en 2010 qu'en 2009, en raison de la hausse des prix de l'indice de référence.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation liées aux activités poursuivies ont augmenté en 2010 comparativement à celles de 2009. Cette hausse est principalement attribuable à la prise en compte, en 2010, de la production supplémentaire découlant de la fusion pour sept mois de plus qu'en 2009, ainsi qu'aux coûts liés à la nouvelle production provenant de la Syrie et de North Amethyst. Ces facteurs ont cependant été partiellement contrebalancés par l'incidence des initiatives de réduction des coûts mises en œuvre au cours de l'exercice.

Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement liée aux activités poursuivies a augmenté en 2010 comparativement à celle de 2009. Cette augmentation tient principalement à l'accroissement de la production, qui s'explique par la prise en compte, en 2010, de la production supplémentaire découlant de la fusion pour sept mois de plus qu'en 2009, ainsi qu'à la production supplémentaire qui a découlé de l'entrée en production de nouveaux puits en 2010.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées en 2010 qu'en 2009, en raison principalement de l'accroissement de la production, qui s'explique par la prise en compte, en 2010, de la production supplémentaire découlant de la fusion pour sept mois de plus qu'en 2009, de la production supplémentaire tirée des nouveaux puits qui sont entrés en production en 2010 et de l'augmentation des prix de vente obtenus. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la hausse des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation liés aux activités de la Côte Est du Canada.

Aucune redevance n'est versée à l'égard de la production au Royaume-Uni. Les activités de Suncor en Lybie et en Syrie sont menées aux termes de contrats de partage de la production. Par conséquent, le montant des redevances présenté pour ces activités correspond à l'écart entre la participation directe de Suncor dans le projet concerné et le montant net des produits qui lui reviennent aux termes du contrat applicable. Les droits de participation du gouvernement à l'égard de ces activités, exception faite

des impôts sur les bénéficiaires, sont présentés comme des redevances.

Travaux de maintenance planifiés

Un programme d'entretien des installations à quai d'une durée de 15 semaines est prévu à Terra Nova en 2011. Ce programme devrait entraîner une baisse de la production d'environ 25 000 barils par jour pendant la période d'exécution des travaux. Suncor est à discuter avec ses partenaires de la possibilité de reporter l'exécution de ces travaux de maintenance à 2012.

En outre, des travaux de maintenance périodique d'une durée de trois semaines sont prévus à White Rose en 2011, tandis qu'un arrêt planifié d'une durée d'une semaine est prévu à Buzzard.

Activités abandonnées

Le secteur International et extracôtier a mené à bien la presque totalité de ses activités de désinvestissement stratégique et s'est départi de plusieurs actifs en 2010. Les résultats des activités poursuivies, qui ont été établis conformément aux PCGR, tiennent compte des résultats des actifs vendus au cours du trimestre jusqu'à la date de conclusion de la vente, de même que des résultats attribuables à certains actifs que la Société prévoit vendre. Les chiffres comparatifs ont été retraités pour rendre compte de l'incidence des activités qui ont été classées dans les activités abandonnées au cours du troisième trimestre de 2010.

- Le 5 août 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs de Trinité-et-Tobago, ce qui lui a rapporté un produit net de 378 millions \$ US. La date de prise d'effet de cette vente est le 1^{er} janvier 2010.
- Le 13 août 2010, la Société a conclu la vente de ses actions dans Petro-Canada Netherlands B.V., ce qui lui a rapporté un produit net de 316 millions €. La date de prise d'effet de cette vente est le 1^{er} janvier 2010.
- Le 8 septembre 2010, la Société a conclu une entente visant la vente de ses actifs extracôtiers non essentiels du Royaume-Uni (Scott/Telford et Triton) pour un produit brut de 240 millions £, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2010. Cette entente vise la vente de participations dans 12 permis de production et d'exploration extracôtiers visant le secteur de la mer du Nord se trouvant au Royaume-Uni. Suncor a cédé une partie de ces actifs en 2010, ce qui lui a rapporté un produit net de 55 millions £. Les ventes des actifs restants devraient se conclure au cours du premier semestre de 2011, sous réserve du respect des conditions de clôture, des ajustements du prix d'achat usuels à la clôture et de l'obtention des approbations nécessaires des organismes de réglementation et des autres approbations normalement requises pour des opérations de cette nature.

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation a pour activité le raffinage du pétrole brut, qu'elle transforme en divers produits pétroliers et pétrochimiques dans des raffineries situées à Edmonton, à Montréal et à Sarnia, au Canada, ainsi qu'à Commerce City au Colorado, États-Unis. Les produits sont vendus à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels au Canada et au Colorado, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société, exploitées sous sa marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise,

ainsi que par l'intermédiaire d'un important réseau national de relais routiers commerciaux au Canada et d'un circuit de vente de produits en vrac bien implanté. De plus, le secteur détient et exploite une usine de lubrifiants située à Mississauga, en Ontario, laquelle fabrique, mélange et commercialise des produits de haute qualité vendus à l'échelle mondiale. Ses actifs comprennent également des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009	2008
Produits	21 062	11 851	9 258
Volumes de ventes de produits raffinés (en milliers de m ³ /j)			
Essence	41,1	27,6	15,9
Distillats	30,9	18,3	10,8
Autres, y compris les produits pétrochimiques	15,8	9,0	4,8
Total des ventes de produits raffinés ⁽¹⁾	87,8	54,9	31,5
Pétrole brut traité par Suncor (en milliers de m ³ /j) ⁽²⁾	65,1	42,2	24,7
Bénéfice (perte) net	801	407	(22)
Bénéfice d'exploitation ⁽³⁾			
Activités de raffinage et d'approvisionnement	523	321	(60)
Activités de commercialisation	259	152	37
Total du bénéfice (de la perte) d'exploitation	782	473	(23)
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽³⁾	1 536	921	220

(1) Le total des ventes de produits raffinés pour la période de cinq mois close le 31 décembre 2009 s'est chiffré à 84,8 milliers de m³/j.

(2) Le volume de pétrole brut traité par Suncor pour la période de cinq mois close le 31 décembre 2009 s'est établi à 63,5 milliers de m³/j.

(3) Mesure non définie par les PCGR. Le tableau ci-dessous présente le rapprochement du bénéfice d'exploitation. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont rapprochés à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.

Rapprochement du bénéfice d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Bénéfice (perte) net	801	407	(22)
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	29	17	(1)
Gains sur cessions	(26)	—	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	(22)	—	—
Incidence de la diminution des taux d'imposition sur les soldes d'ouverture des passifs d'impôts futurs	—	(19)	—
Effet de la comptabilisation des stocks acquis à leur juste valeur	—	67	—
Coûts liés au report de projets de croissance	—	1	—
Bénéfice d'exploitation ⁽¹⁾	782	473	(23)

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

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un bénéfice net de 801 millions \$ en 2010, en hausse par rapport à celui de 407 millions \$ inscrit en 2009. Cette augmentation du bénéfice net découle essentiellement de l'accroissement de la capacité de raffinage qui a résulté de la fusion, des marges favorables dégagées et du fait que

le bénéfice net de 2009 tenait compte d'un ajustement à la baisse de la juste valeur de 67 millions \$ (après impôts) lié à l'acquisition de stocks dans le cadre de la fusion. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été atténuée par la hausse des frais d'exploitation et des charges d'amortissement et d'épuisement. Le bénéfice

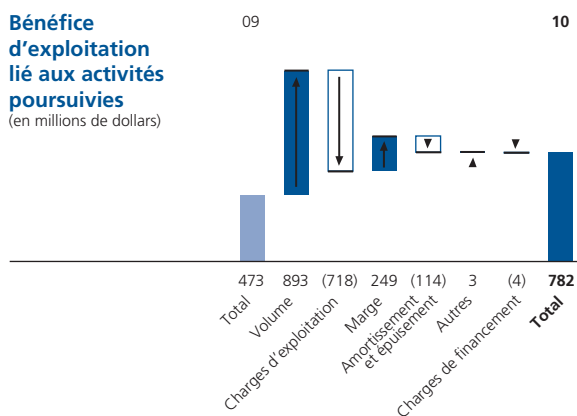
d'exploitation de 2010 s'est établi à 782 millions \$, ce qui représente une augmentation de 309 millions \$ par rapport à celui de 2009. Cette amélioration est principalement attribuable à l'accroissement du volume de production, qui s'explique par la prise en compte, en 2010, de la production supplémentaire découlant de la fusion pour sept mois de plus qu'en 2009, de même qu'à l'amélioration des marges liées aux activités de raffinage, facteurs qui ont été partiellement neutralisés par la hausse des frais d'exploitation.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités de raffinage et d'approvisionnement en produits a représenté 523 millions \$ en 2010, en hausse par rapport à 321 millions \$ en 2009. Cette augmentation tient à l'amélioration de la fiabilité de l'exploitation et à la hausse de la production qui a découlé de l'ajout de la raffinerie d'Edmonton, de la raffinerie de Montréal et de l'usine de lubrifiants par suite de la fusion. Les chiffres comparatifs de 2009 incluent cinq mois de résultats après la fusion, en comparaison de 12 mois pour 2010, soit l'exercice complet. Le bénéfice d'exploitation a également bénéficié de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd et le pétrole brut synthétique léger et sulfureux et de l'amélioration des marges de craquage sur les distillats. L'incidence de ces facteurs favorables a toutefois été atténuée par la diminution du taux d'utilisation de la raffinerie de Sarnia qui a résulté des perturbations du service du pipeline d'Enbridge, lesquelles ont eu pour effet de restreindre la disponibilité du brut durant la deuxième moitié de 2010.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités de commercialisation a représenté 259 millions \$ en 2010, en comparaison de 152 millions \$ en 2009. Cette progression est attribuable à l'augmentation du volume des ventes qui a découlé de la prise en compte, en 2010, des nouvelles activités de vente au détail, de vente en gros et de production de lubrifiants acquises dans le cadre de la fusion pour sept mois de plus qu'en 2009.

Activités poursuivies

Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies
(en millions de dollars)



Volumes

Exercices clos les 31 décembre (en milliers de m ³ /j)	2010	2009	2008
Volumes de ventes de produits raffinés			
Essence			
Est de l'Amérique du Nord	22,2	14,6	7,9
Ouest de l'Amérique du Nord	18,9	13,0	8,0
	41,1	27,6	15,9
Distillats			
Est de l'Amérique du Nord	12,4	8,8	5,2
Ouest de l'Amérique du Nord	18,5	9,5	5,6
	30,9	18,3	10,8
Autres, y compris les produits pétrochimiques			
	15,8	9,0	4,8
Total des ventes de produits raffinés			
	87,8	54,9	31,5
Pétrole brut traité par Suncor			
Est de l'Amérique du Nord	30,5	19,3	11,0
Ouest de l'Amérique du Nord	34,6	22,9	13,7
Volume total de pétrole brut traité par Suncor			
	65,1	42,2	24,7

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées en moyenne à 87 800 m³/j, en comparaison de 54 900 m³/j en 2009. Le volume des ventes s'est nettement accru par suite de la fusion. Pour les cinq derniers mois de 2009, soit pour la période de 2009 postérieure à la clôture de la fusion, les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées en moyenne à 84 800 m³/j.

Dans l'ensemble, le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 92 % en 2010, en comparaison de 92 %, compte tenu de la fusion, en 2009, ce qui comprend 12 mois de résultats pour les raffineries de Sarnia et de Commerce City et cinq mois de résultats pour les raffineries d'Edmonton et de Montréal. La raffinerie de Sarnia a traité une quantité moindre de brut au deuxième semestre de 2010 en raison des perturbations du service du pipeline d'Enbridge qui ont restreint l'approvisionnement en brut provenant de l'Ouest canadien. Ce manque à gagner a toutefois été partiellement compensé par le traitement de pétrole léger provenant d'autres pays et par l'utilisation accrue de la raffinerie de Montréal, qui a permis de maintenir l'approvisionnement pour l'Ontario.

Marges

Les marges brutes, en termes absolus, ont augmenté en 2010 comparativement à celles de 2009, en raison du volume supplémentaire qui a résulté de la fusion et de l'amélioration des marges de craquage sur les produits

raffinés, laquelle s'est traduite par une hausse des prix obtenus pour les produits raffinés.

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

Les activités de commercialisation menées en 2010 ont bénéficié des retombées positives de la fusion, notamment de l'accroissement du volume de production. Toutefois, la marge liée au pétrole brut, par litre, a été plus faible qu'en 2009, en raison du plus grand marché géographique couvert par le réseau élargi de vente au détail issu de la fusion et de la plus vaste gamme de produits distribuée.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont été plus élevées en 2010 qu'en 2009, en raison principalement de l'inclusion des

charges liées aux activités acquises dans le cadre de la fusion pendant sept mois de plus qu'en 2009.

Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement s'est accrue en 2010 en raison de l'augmentation des actifs qu'a entraînée la fusion.

Travaux de maintenance planifiés

D'importants travaux de maintenance planifiés ont été menés à bien en 2010 à l'égard de trois des quatre raffineries et de l'usine de production de lubrifiants. D'importants travaux de maintenance sont prévus pour les raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City en 2011.

En prévision de ses travaux de maintenance planifiés, la Société conclut des opérations afin de s'assurer de disposer d'un volume supplémentaire de produits finis lui permettant de compenser la perte de production attribuable à ces travaux et d'ainsi atténuer les répercussions sur les clients.

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

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

Rapprochement du bénéfice d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
(Perte nette) bénéfice net	(442)	104	(805)
(Gain) perte de change non réalisé(e) sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(372)	(798)	852
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	19	58	(101)
Frais de fusion et d'intégration	86	151	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	—	5	—
Perte d'exploitation ⁽¹⁾	(709)	(480)	(54)

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Bénéfice (perte) d'exploitation ⁽¹⁾			
Énergie renouvelable	33	29	28
Négociation de l'énergie	53	44	56
Siège social	(808)	(460)	(129)
Éliminations	13	(93)	(9)
	(709)	(480)	(54)
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽¹⁾	(973)	(653)	(37)

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

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte nette de 442 millions \$ en 2010, en comparaison d'un bénéfice net de 104 millions \$ en 2009. La détérioration du résultat net en 2010 est principalement attribuable à la diminution du gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains par rapport à 2009. La perte d'exploitation inscrite pour 2010 a été supérieure à celle de 2009 en raison surtout des paiements versés à la société d'assurance captive en 2010 et de l'augmentation de la charge d'intérêts.

Énergie renouvelable

Les activités liées à l'énergie renouvelable ont rapporté un bénéfice d'exploitation de 33 millions \$ en 2010, soit essentiellement le même montant qu'en 2009 (29 millions \$). Suncor possède une usine d'éthanol et est copropriétaire de quatre projets de parcs éoliens. L'agrandissement de l'usine d'éthanol, qui visait à doubler sa capacité de production nominale de 200 millions de litres par année pour la porter à 400 millions de litres par année, a été achevé en janvier 2011. L'aménagement de deux nouveaux projets de parcs éoliens est en cours.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie englobent 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 rapporté un bénéfice d'exploitation de 53 millions \$ en 2010, en comparaison de 44 millions \$ en 2009. Le bénéfice d'exploitation de 2010 a bénéficié du fait que des produits de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien ont été achetés à des écarts de prix importants par rapport au WTI puis ont été transportés vers des marchés plus favorables. En 2009, des gains physiques réalisés sur des stocks de brut avaient eu une incidence positive sur les résultats.

Siège social et éliminations

Le segment Siège social a affiché une perte d'exploitation de 808 millions \$ en 2010, en comparaison de 460 millions \$ en 2009. Cette augmentation de la perte d'exploitation est principalement attribuable aux paiements versés à la société d'assurance captive au cours des premier et troisième trimestres de 2010, ainsi qu'à la hausse de la charge d'intérêts qui a découlé de la dette supplémentaire prise en charge dans le cadre de la fusion.

Le segment Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères ou le secteur Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation lorsque des profits sont réalisés au moment de la vente des produits à des tiers. En 2010, des profits de 13 millions \$ qui avaient été précédemment éliminés ont été comptabilisés en résultat, tandis que des profits de 93 millions \$ avaient été éliminés en 2009.

DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010				2009			
	31 déc.	Trimestres clos les 30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	Trimestres clos les 30 sept.	30 juin	31 mars
Produits (déduction faite des redevances)								
Activités poursuivies	9 789	8 636	8 979	6 946	7 236	8 257	4 748	4 607
Activités abandonnées ⁽¹⁾	150	211	207	302	400	186	20	26
	9 939	8 847	9 186	7 248	7 636	8 443	4 768	4 633
Bénéfice (perte) net								
Activités poursuivies	1 297	609	318	464	476	965	(46)	(189)
Activités abandonnées	56	413	162	252	(19)	(36)	(5)	—
	1 353	1 022	480	716	457	929	(51)	(189)
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies par action ordinaire								
De base	0,83	0,39	0,20	0,30	0,30	0,72	(0,05)	(0,20)
Dilué(e)	0,82	0,39	0,20	0,30	0,30	0,71	(0,05)	(0,20)
Bénéfice (perte) net par action ordinaire ⁽²⁾								
De base	0,87	0,65	0,31	0,46	0,29	0,69	(0,06)	(0,20)
Dilué(e)	0,86	0,65	0,31	0,45	0,29	0,68	(0,06)	(0,20)
Bénéfice (perte) d'exploitation ^{(2),(3)}								
Activités poursuivies	890	600	752	220	319	398	61	398
Activités abandonnées	56	75	53	84	23	(36)	(5)	—
	946	675	805	304	342	362	56	398
Bénéfice d'exploitation par action ordinaire ^{(2),(3)}								
	0,60	0,43	0,52	0,19	0,22	0,29	0,06	0,43
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ^{(2),(4)}	2 144	1 630	1 758	1 124	1 129	574	295	801
Rendement du capital investi (sur 12 mois) (en pourcentage) ^{(4),(5)}	10,1	7,9	7,0	4,9	2,6	3,7	7,3	16,0

(1) S'entend des activités abandonnées décrites à la note 6 afférente aux états financiers consolidés audités. Compte non tenu des gains sur cessions.

(2) Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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

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

(5) Exclut les coûts capitalisés relatifs aux projets d'envergure en cours.

En plus des changements survenus dans le volume de production et le volume des ventes, des fluctuations du cours des marchandises et des effets des variations des taux de change, les facteurs suivants ont contribué aux variations trimestrielles du résultat net lié aux activités poursuivies en 2010 et en 2009 :

- Le résultat net du quatrième trimestre de 2010 tient compte d'un gain découlant de la modification de la participation directe dans le champ pétrolier Terra Nova et d'un ajustement de la charge de redevances découlant de la modification du calcul prescrit dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2010 tient compte de la réduction de valeur de certains actifs du secteur Gaz naturel.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2010 tient compte de la réduction de valeur de certains actifs du secteur Sables pétroliers qui étaient utilisés dans le cadre de la mise au point d'un nouveau processus d'extraction et de certains biens du secteur Gaz naturel que la Société a décidé de ne plus exploiter.
- Le résultat net du premier trimestre de 2010 et du quatrième trimestre de 2009 a souffert des incendies qui sont survenus aux usines de valorisation et qui ont eu pour effet de réduire considérablement la production du secteur Sables pétroliers et de modifier la composition de la gamme de produits de la Société.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2009 tient compte d'un gain découlant de l'incidence d'ajustements des taux d'imposition, partiellement

neutralisé par des pertes découlant de la cession d'actifs.

- Le résultat net du troisième trimestre de 2009 tient compte de l'accroissement du volume de production en amont et du volume de ventes de produits raffinés qui a résulté de la fusion, de même que d'un gain lié au

règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada.

- Le résultat net du premier trimestre de 2009 tient compte de coûts importants liés au report de certains projets de croissance.

ANALYSE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE — QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2010

Faits saillants du quatrième trimestre de 2010

- Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé des résultats vigoureux au quatrième trimestre de 2010, son bénéfice net, s'établissant à 372 millions \$, ayant plus que doublé par rapport à celui du quatrième trimestre de 2009, principalement grâce à l'augmentation des marges réalisées et à l'utilisation accrue de la capacité de raffinage. Les ventes de produits pétroliers raffinés ont totalisé en moyenne 91 100 m³/j au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 82 900 m³/j au quatrième trimestre de 2009, ce qui rend compte de la fiabilité accrue de l'ensemble des installations de la Société, de même que de la hausse de la demande pour ces produits.
- La production en amont a totalisé 625 600 bep/j au quatrième trimestre, ce qui représente une baisse comparativement aux 638 200 bep par jour dégagés au quatrième trimestre de 2009. En revanche, la production attribuable aux activités poursuivies a augmenté pour atteindre 605 400 bep par jour au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 544 500 bep par jour au quatrième trimestre de 2009. Dans l'ensemble, la baisse des volumes de production est essentiellement attribuable aux ventes d'actifs au sein des secteurs Gaz naturel et International et extracôtier de Suncor, dont l'incidence a cependant été partiellement contrebalancée par l'accroissement de la production tirée des activités poursuivies du secteur International et extracôtier et par l'amélioration de la fiabilité de l'exploitation au sein du secteur Sables pétrolifères.

Bénéfice net par secteur

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Activités poursuivies				
Sables pétrolifères	487	236	1 492	557
Gaz naturel	(65)	(55)	(277)	(185)
International et extracôtier	452	230	1 114	323
Raffinage et commercialisation	372	151	801	407
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	51	(86)	(442)	104
	1 297	476	2 688	1 206
Activités abandonnées				
Gaz naturel	(2)	5	506	(14)
International et extracôtier	58	(24)	377	(46)
	56	(19)	883	(60)
Bénéfice net	1 353	457	3 571	1 146

Volumes de production en amont

(en kbep/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Activités poursuivies				
Sables pétrolifères (y compris Syncrude)	363,8	318,2	318,2	306,7
Gaz naturel	71,5	76,8	72,0	47,0
International et extracôtier	170,1	149,5	170,9	58,0
	605,4	544,5	561,1	411,7
Activités abandonnées				
Gaz naturel	1,5	50,6	23,8	27,4
International et extracôtier	18,7	43,1	30,2	16,9
	20,2	93,7	54,0	44,3
Total	625,6	638,2	615,1	456,0

Volumes de production en aval

(en m ³ /j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Total des ventes de produits raffinés	91,1	82,9	87,8	54,9

Sables pétrolifères

Le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 487 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 236 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net supérieur enregistré pour le quatrième trimestre de 2010 par rapport au trimestre correspondant de 2009 rend notamment compte de l'incidence favorable de la reprise d'une provision pour redevances découlant de l'évaluation du bitume, laquelle a toutefois été partiellement contrebalancée par une diminution des gains découlant de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques et par une diminution des coûts liés au report de projets de croissance.

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

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

Le secteur Sables pétrolifères a tiré parti de la hausse des prix de référence du pétrole brut au quatrième trimestre

de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009. L'incidence positive de ce facteur a toutefois été atténuée par l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Des perturbations du service du pipeline d'Enbridge ont restreint la capacité d'exportation de produits du pétrole brut lourd à partir de l'Ouest canadien, ce qui a entraîné une baisse des prix obtenus à la fois pour le brut sulfureux et pour le bitume au quatrième trimestre de 2010.

La révision planifiée de l'usine de valorisation 2 d'une durée de six semaines qui a débuté en septembre s'est poursuivie pendant trois semaines au quatrième trimestre de 2010. Les problèmes liés à l'approvisionnement en hydrogène et à la capacité d'hydrotraitement, qui étaient survenus initialement au troisième trimestre de 2010, ont eu pour effet d'accroître le pourcentage de pétrole brut sulfureux produit au quatrième trimestre de 2010 et ont eu des répercussions défavorables sur la gamme de produits et les prix de vente obtenus.

Gaz naturel

Le secteur Gaz naturel a inscrit une perte nette liée aux activités poursuivies de 65 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'une perte nette de 55 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. L'augmentation de la perte nette liée aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2010 rend compte notamment de l'incidence d'une réduction de valeur des stocks de pièces de rechange de 13 millions \$ et d'une hausse des coûts liés à la rémunération à base d'actions. La production brute tirée des activités poursuivies a fléchi

de 7 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport à celle du quatrième trimestre de 2009. Cette diminution est principalement attribuable à l'épuisement naturel.

International et extracôtier

Pour le quatrième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a inscrit un bénéfice net lié aux activités poursuivies de 452 millions \$, en comparaison de 230 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2010 tient compte de l'incidence du paiement de règlement de 295 millions \$ (avant impôts) payable à Suncor par suite de la modification des pourcentages de participation dans Terra Nova. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies du quatrième trimestre de 2010 tient également compte de l'accroissement de la production tirée des activités poursuivies et de la hausse des prix de vente obtenus.

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

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé un bénéfice net de 372 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en hausse comparativement à celui de 151 millions \$ inscrit pour le quatrième trimestre de 2009 en raison principalement de l'augmentation des marges au quatrième trimestre de 2010. Étant donné l'accroissement de la production, les activités de raffinage et d'approvisionnement ont bénéficié d'un contexte commercial plus favorable au quatrième trimestre de 2010 qu'au quatrième trimestre de 2009, grâce à des marges de craquage plus élevées dans l'ensemble des principaux marchés et à une plus forte demande pour les produits. La raffinerie de Sarnia a subi les contrecoups de l'interruption de service du pipeline d'Enbridge, qui a restreint la capacité d'exportation des produits de brut sulfureux à plus faible coût en provenance de l'Ouest canadien et a

nécessité le traitement de brut extracôtier plus coûteux. La raffinerie d'Edmonton a bénéficié de la diminution du coût des charges d'alimentation qui a découlé de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd et le pétrole brut synthétique léger et sulfureux.

Le total des ventes de produits raffinés a augmenté de 10 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009, grâce à l'amélioration de la fiabilité opérationnelle et au raffermissement de la demande pour les produits qu'a suscité l'amélioration de la conjoncture économique au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009. Dans l'ensemble, le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 94 % au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 90 % au quatrième trimestre de 2009. Cette augmentation découle principalement d'une réduction des travaux de maintenance planifiés. La diminution de la capacité de production de la raffinerie de Sarnia a été partiellement compensée par l'utilisation accrue de la raffinerie de Montréal, qui a permis de maintenir l'approvisionnement pour l'Ontario.

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

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

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un bénéfice net de 51 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'une perte nette de 86 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Cette amélioration du résultat net découle essentiellement de l'augmentation du gain de change non réalisé sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

MISE À JOUR DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 5,7 milliards \$ en 2010, ce qui est légèrement supérieur au budget de 5,5 milliards \$ prévu pour 2010. La majorité des dépenses en immobilisations ont été affectées au maintien du fonctionnement fiable et sécuritaire de l'ensemble des installations de la Société et à la poursuite du développement des troisième et quatrième phases d'agrandissement du projet Firebag.

Exercices clos les 31 décembre	2010	2009
Sables pétrolifères	3 709	2 831
Gaz naturel	178	320
International et extracôtier	1 096	666
Raffinage et commercialization	667	380
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	360	70
Moins les intérêts capitalisés	(301)	(136)
Total	5 709	4 131

La mise à jour concernant les dépenses en immobilisations renferme des renseignements de nature prospective. Se reporter à la rubrique « Avis juridique concernant les énoncés prospectifs » du présent document pour connaître les principaux risques et hypothèses sous-jacents aux renseignements prospectifs.

Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 3,709 milliards \$ en 2010. Les dépenses de croissance ont été affectées essentiellement à la construction des installations de la troisième phase d'agrandissement de Firebag.

La Société poursuit ses initiatives de croissance planifiées *in situ* :

- Troisième phase d'agrandissement de Firebag – L'agrandissement planifié devrait entrer en production vers la fin du deuxième trimestre de 2011, et le volume devrait augmenter graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois jusqu'à atteindre la capacité de production prévue de 62 500 barils de bitume par jour. Les dépenses engagées en 2010 ont surtout servi à la construction d'installations de cogénération, d'installations de traitement centralisé et de plateformes d'exploitation.
- Quatrième phase d'agrandissement de Firebag – L'aménagement de la quatrième phase d'agrandissement du projet Firebag a été mis en veilleuse au début de 2009, puis a repris vers la fin de 2010. L'agrandissement planifié devrait commencer à produire du pétrole vers la fin du premier trimestre de 2013, et le volume devrait augmenter graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois jusqu'à atteindre la capacité de production prévue de 62 500 barils de bitume par jour. Les dépenses

engagées en 2010 ont surtout servi à la remobilisation de la main-d'œuvre.

Au 31 décembre 2010, les dépenses en immobilisations cumulées relativement aux phases 3 et 4 d'agrandissement du projet Firebag s'élevaient à 4,3 milliards \$.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations à l'égard du déploiement de sa technique de gestion des résidus TRO_{TM} à l'échelle de l'entreprise. Les activités menées à l'égard de ce projet en 2010 ont consisté en des travaux d'ingénierie, en l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, en la préparation du site et en la construction d'installations temporaires. Le projet devrait être achevé d'ici la fin de 2012. Les dépenses en immobilisations cumulées à l'égard de ce projet devraient dépasser 1,0 milliard \$.

Les activités liées au MNU, qui avait également été mis en veilleuse, ont repris en 2010. Au 31 décembre 2010, les dépenses en immobilisations cumulées relativement à ce projet s'élevaient à 763 millions \$. Les activités menées en 2010 ont surtout servi à la remobilisation de la main-d'œuvre nécessaire à l'achèvement des travaux de construction. Ce projet, qui devrait être achevé d'ici la fin de 2011, viendra accroître la capacité de traitement de l'hydrogène et la capacité d'hydrotraitement et ainsi augmenter le pourcentage de la production composé de pétrole brut synthétique peu sulfureux.

Dans le cadre de son plan de croissance annoncé en décembre 2010, qui prévoit notamment la conclusion d'une alliance stratégique avec Total, la Société a l'intention de remettre en service l'usine de valorisation Voyageur et d'entreprendre l'aménagement de la mine Fort Hills en 2011.

- Usine de concentration Voyageur – En 2011, l'accent sera mis sur la remobilisation de la main-d'œuvre, la

validation du plan de conception actuel et la modification des plans d'exécution du projet.

- Mine Fort Hills – En 2011, l'accent devrait être mis sur l'étude de conception technique.

En 2010, Suncor a également engagé des dépenses de maintien destinées à assurer l'efficacité des activités d'exploitation, de valorisation et d'extraction ainsi que le bon fonctionnement des actifs *in situ*. D'importants travaux d'entretien et de révision planifiés ont été effectués au printemps et à l'automne à l'égard de l'usine de valorisation 2.

Gaz naturel

Le secteur Gaz naturel a pour principal objectif d'accroître la rentabilité en investissant dans des programmes de forage qui comportent peu de risques en matière d'exploration et qui sont susceptibles d'être reproduits à faible coût, ainsi que dans des projets qui prévoient un pourcentage élevé de production de liquides. En 2010, le secteur Gaz naturel a affecté 178 millions \$ aux activités d'exploration et de mise en valeur. De ce montant, une tranche de 8 millions \$ se rapporte à des actifs qui ont été cédés au cours de l'exercice. Les activités menées en 2010 ont consisté surtout en des projets de gaz non classique, de même qu'en l'acquisition de terrains dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Les principaux biens productifs de gaz peu profond de Suncor près de Medicine Hat, dans le sud-est de l'Alberta, ont continué leurs activités de forage et de raccordement. En tout, 324 puits ont été forés en 2010. Pour 2010, la production totale dans cette zone s'est chiffrée à 72 Mpi³e par jour.

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

International et extracôtier

En 2010, le secteur International et extracôtier a affecté aux activités liées à la côte Est du Canada des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 264 millions \$. Ces dépenses ont été affectées principalement aux zones White Rose et Hibernia.

- North Amethyst a produit ses premiers barils de pétrole le 31 mai 2010. La construction des installations a été achevée au cours de l'exercice, et les activités liées à ce projet seront dorénavant axées sur le forage de développement d'un total de 11 puits, qui devrait se poursuivre jusqu'en 2013. Les données recueillies dans

le cadre du forage d'un puits de délimitation seront utilisées pour déterminer l'emplacement des nouveaux puits.

- Le forage de développement de la première phase de mise en valeur de la portion West White Rose des projets d'extension de White Rose a commencé en août 2010, la première production de pétrole étant prévue pour la mi-2011. Les résultats de forage de la première phase, ajoutés à l'évaluation de la production et à l'évaluation continue des réservoirs, devraient permettre de définir toute l'étendue de la mise en valeur des champs.
- Des dépenses en immobilisations demeurent engagées à l'égard du projet d'extension Hibernia South, où la toute première production est prévue pour la mi-2011.
- Le contrat des travaux d'ingénierie préliminaire et d'ingénierie-approvisionnement-construction des installations de surface pour la plateforme Hebron a été octroyé en septembre 2010. La demande d'approbation du plan de développement devrait être déposée au cours du deuxième trimestre de 2011, et la toute première production pétrolière est prévue pour 2017.

En 2010, le secteur International et extracôtier a consacré aux autres activités des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 832 millions \$, dont une tranche de 169 millions \$ se rapporte à des actifs qui ont été cédés au cours de l'exercice. Les dépenses ont essentiellement servi au forage d'exploration en Libye, à la mise en valeur au Royaume-Uni et au forage d'exploration en Norvège.

- L'acquisition de données se poursuit dans le cadre de levés sismiques liés aux contrats d'exploration et de partage de la production en Libye. Deux puits d'exploration, quatre puits d'évaluation et 26 puits de développement ont été forés au cours de l'exercice. L'acquisition des données sismiques se poursuivra jusqu'au premier trimestre de 2011.
- Le projet d'amélioration à Buzzard, qui comprenait l'arrêt et le raccordement d'une quatrième plateforme, a été mené à bien, et la mise en service graduelle de la plateforme de manutention du soufre a commencé en octobre 2010. À ce jour, les interruptions de la production durant la période de mise en service ont été moins importantes que prévu. La mise en service de la nouvelle plateforme se poursuivra jusqu'au premier trimestre de 2011.
- En Syrie, les installations destinées à la production des premiers volumes de gaz et de condensats ont été aménagées. La toute première production de gaz et de condensats a été enregistrée en avril 2010, et les

premiers volumes de gaz de pétrole liquéfié tirés du projet gazier Ebla ont été enregistrés en mai 2010. La première production de pétrole a eu lieu en décembre 2010.

- L'évaluation du puits d'appréciation de Beta Statfjord a été menée à bien. Cette évaluation avait été entreprise après la découverte d'un nouveau gisement dans la zone Bent Brent au large des côtes de la Norvège en 2010. Une évaluation plus poussée du puits sera nécessaire pour délimiter cette découverte davantage.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 667 millions \$ en 2010, l'essentiel ayant été affecté aux révisions planifiées et au remplacement de la bannière Sunoco de certains points de vente au détail par la bannière Petro-Canada.

En 2010, d'importants travaux de maintenance ont été effectués à trois des quatre usines de raffinage et à l'usine de production de lubrifiants afin d'assurer le maintien de la sécurité et de la fiabilité de l'exploitation.

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

Les dépenses en immobilisations du segment Siège social se sont chiffrées à 360 millions \$ en 2010. Les dépenses

ont surtout été destinées à l'intégration des activités acquises et au développement de l'énergie renouvelable. Des travaux sont en cours afin de convertir les anciens systèmes de Suncor et de Petro-Canada en une plateforme commune et d'intégrer les procédés, les informations et les technologies.

La construction de l'installation de production d'énergie éolienne de Wintering Hills, qui a débuté au deuxième semestre de 2010, devrait s'achever avant la fin de 2011. À sa capacité maximale, l'installation devrait produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 35 000 maisons en Alberta et compenser 200 000 tonnes de CO₂ par année.

La construction de l'installation de production d'énergie éolienne de Kent Breeze, qui a débuté au deuxième semestre de 2010, devrait s'achever d'ici à la mi-2011.

La capacité de l'usine d'éthanol de Sarnia, en Ontario, a été portée à 400 millions de litres par année par suite de l'agrandissement des installations, qui s'est terminé en janvier 2011 et qui a permis de doubler la capacité nominale de l'usine. Cette usine d'éthanol permet de compenser l'équivalent de 300 000 tonnes de CO₂ par année.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Aux 31 décembre (en millions de dollars, à l'exception des ratios)	2010	2009
Fonds de roulement (déficit) ⁽¹⁾	1 257	(324)
Dette à court terme	2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme	518	25
Dette à long terme	11 669	13 855
Dette totale	12 189	13 882
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 077	505
Dette nette	11 112	13 377
Capitaux propres	36 721	34 111
Capitalisation totale (dette totale majorée des capitaux propres)	48 910	47 993
Dette totale par rapport à la dette majorée des capitaux propres (en pourcentage) ⁽²⁾	25	29

Exercices clos les 31 décembre	2010	2009
RCI (en pourcentage) – exclut les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs ⁽³⁾	10,1	2,6
RCI (en pourcentage) – inclut les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs ⁽³⁾	7,4	1,8
Dettes nettes par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation (en nombre de fois) ⁽⁴⁾	1,7	4,8
Ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Bénéfice net ⁽⁵⁾	8,4	3,0
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ^{(3),(6)}	11,9	7,2

- (1) Correspond à l'actif à court terme moins le passif à court terme, à l'exclusion de la trésorerie et équivalents de trésorerie, de la dette à court terme, de la tranche à court terme de la dette à long terme et des impôts futurs. N'inclut pas l'actif et le passif à court terme des activités abandonnées.
- (2) Correspond à la dette à court terme majorée de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.
- (3) Mesure non définie par les PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du présent rapport de gestion.
- (4) Correspond à la dette à court terme majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés à l'exploitation.
- (5) Correspond au bénéfice net, majoré des impôts sur les bénéfices et des intérêts débiteurs, divisé par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.
- (6) Correspond aux flux de trésorerie liés à l'exploitation majorés de la charge d'impôts exigibles et des intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.

Sources de financement

Les principales sources de financement de Suncor sont les flux de trésorerie liés à l'exploitation et les marges de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations planifié de 2011 et pour répondre à ses exigences à court et à long terme en matière de fonds de roulement, grâce à ses flux de trésorerie liés à l'exploitation, au produit tiré de l'entente conclue avec Total, au produit qu'elle tirera de autres cessions d'actifs prévues et au montant disponible sur ses facilités de crédit engagées. Le produit qui sera tiré de l'entente conclue avec Total devrait s'élever à environ 1,75 milliard \$, sous réserve des ajustements de clôture. Le niveau des flux de trésorerie liés à l'exploitation de la Société 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 et les taxes, les redevances et les cours du change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction estime que du financement additionnel pourra

être obtenu aux conditions et aux taux courants sur les marchés des capitaux d'emprunt.

Activités de financement

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité compte tenu des plans de croissance à long terme de la Société. La direction de Suncor estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Au 31 décembre 2010, la dette nette de Suncor s'établissait à 11,1 milliards \$, en comparaison de 13,4 milliards \$ au 31 décembre 2009. Cette diminution de 2,3 milliards \$ de la dette nette découle essentiellement du fait que la Société a utilisé le produit tiré de la cession d'actifs pour rembourser des emprunts et s'explique également par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de la période. Le montant total non utilisé sur les facilités de crédit s'élevait à environ 5,3 milliards \$ au 31 décembre 2010, en comparaison de 4,2 milliards \$ au 31 décembre 2009.

Les facilités de crédit disponibles et les facilités de crédit non utilisées se présentent sommairement comme suit :

(en millions de dollars)	2010
Facilité d'une durée de un an, échéant en 2011	4
Facilité entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2013	199
Facilités entièrement renouvelables d'une durée de cinq ans, échéant en 2013	7 320
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	461
Total des facilités de crédit disponibles	7 984
Facilités de crédit soutenant les billets de trésorerie, les acceptations bancaires et les prêts au TIOL en cours	(1 982)
Facilités de crédit soutenant des lettres de crédit de soutien	(713)
Total des facilités de crédit non utilisées	5 289

Les intérêts débiteurs sur la dette continuent d'être influencés par la composition du portefeuille d'emprunts, lesquels sont actuellement assortis de taux d'intérêt variables à court terme qui demeurent relativement 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 fixes-variables avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité élevée. Au 31 décembre 2010, la Société avait des swaps de taux d'intérêt fixes-variables d'un montant de 200 millions \$, échéant en août 2011.

Suncor affichait un fonds de roulement d'exploitation positif de 1,257 milliard \$ au 31 décembre 2010, tandis qu'elle affichait un fonds de roulement négatif de 324 millions \$ au 31 décembre 2009. La variation favorable du fonds de roulement d'un exercice à l'autre est principalement attribuable à l'accroissement du solde des débiteurs qui a découlé de l'augmentation des volumes et des prix, de même qu'à la comptabilisation du montant à recevoir au titre de la modification de la participation dans Terra Nova. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des créditeurs qui a résulté de la hausse de la charge de redevances attribuable à l'accroissement de la production.

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle à l'égard de ses emprunts obligataires et bancaires. Le défaut de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives pourrait constituer un cas de défaillance au sens des différentes conventions d'emprunt en vigueur et pourrait donner lieu au remboursement anticipé de l'un ou de plusieurs des emprunts en cours. La Société respecte ses clauses financières restrictives, selon lesquelles la dette consolidée ne peut dépasser 60 % de sa capitalisation totale. Au

31 décembre 2010, le ratio de la dette consolidée sur la capitalisation totale de la Société était de 25 % (29 % au 31 décembre 2009). La Société est également en conformité avec toutes les clauses restrictives en matière d'exploitation.

Cotes de crédit

L'information sur les cotes de crédit de la Société présentée ci-après est fournie parce que les cotes de crédit de la Société influent sur le coût de ses capitaux empruntés et sur ses liquidités. Tout changement dans les cotes de crédit de la Société y est mentionné. La capacité de la Société à obtenir des emprunts non garantis ou garantis à un coût raisonnable dépend avant tout du maintien de cotes de crédit élevées. Un abaissement des cotes de crédit de la Société pourrait compromettre sa capacité à obtenir du financement, à accéder aux marchés des capitaux et à conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture à un coût raisonnable dans le cours normal de ses activités, et pourrait également faire en sorte qu'elle doive consentir des garanties supplémentaires à l'égard de certains contrats.

Toutes les cotes de crédit de la Société se situent actuellement à des niveaux correspondant à des placements de qualité. Les titres d'emprunt à long terme de premier rang 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 aux billets de trésorerie de Suncor sont de A-1 (bas) selon S&P et de R-1 (bas) selon DBRS. Ces cotes de crédit étaient les mêmes au 31 décembre 2009.

Actions en circulation

Au 31 décembre 2010 (en milliers)

Actions ordinaires	1 565 489
Options sur actions ordinaires – pouvant ou non être exercées	67 638
Options sur actions ordinaires – pouvant être exercées	46 266

Au 24 février 2011, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'établissait à 1 570 039 616 et le nombre total d'options sur actions ordinaires pouvant ou non être exercées s'établissait à 67 838 293.

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
		2011	2012-2013	2014-2015	
Emprunts à terme fixe et emprunt renouvelable ⁽¹⁾	11 903	2 482	311	406	8 704
Versements d'intérêts sur les emprunts à terme fixe	11 015	609	1 175	1 131	8 100
Remboursements des contrats de location-acquisition	718	36	74	74	534
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ⁽²⁾	7 434	127	330	244	6 733
Contrats de location-exploitation, transport par pipeline et services énergétiques ⁽³⁾	13 256	1 089	1 870	1 623	8 674
Engagements de travaux d'exploration	425	137	288	—	—
Autres obligations à long terme ⁽⁴⁾	649	239	359	51	—
Total	45 400	4 719	4 407	3 529	32 745

- (1) Comprend des emprunts de 8,108 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 2010, à un taux d'intérêt effectif moyen de 1,9 % sur une tranche de 200 millions \$ de nos billets à moyen terme. Un emprunt renouvelable totalisant environ 1,982 milliard \$ et portant intérêt à un taux effectif de 1,2 % était émis et en cours au 31 décembre 2010.
- (2) Représente le montant non actualisé prévu des obligations juridiques liées à la remise en état des lieux au moment de la mise hors service des immobilisations à durée de vie déterminable.
- (3) 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, le montant inclut les engagements en vertu de contrats à long terme liés à l'énergie conclus en vue d'obtenir une partie de l'électricité et de la vapeur générées par certaines installations de cogénération appartenant à une importante société d'énergie.
- (4) Comprend la prime à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production en Libye et les obligations d'achat liées à Fort Hills. Se reporter à la note 18 afférente aux états financiers consolidés.

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, y compris des 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.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés, tels des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro, pour gérer son exposition aux fluctuations des cours des marchandises et des taux de change et pour atténuer la variation de ses intérêts débiteurs. La Société a également recours à des dérivés physiques et financiers liés à l'énergie pour gagner des produits de négociation.

Pour estimer la juste valeur des instruments financiers, la Société se fonde 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. Les données utilisées pour déterminer la juste valeur sont classées selon une hiérarchie qui reflète l'importance de ces données selon leur degré d'observabilité. Cependant, ces estimations de la juste valeur ne sont pas nécessairement indicatives des montants qui pourraient être réalisés ou qui pourraient faire l'objet d'un règlement dans le cadre d'une transaction courante sur le marché.

Comptabilité de couverture – Couvertures de juste valeur

Au 31 décembre 2010, la Société détenait des swaps de taux d'intérêt classés comme couvertures de juste valeur en vigueur jusqu'en août 2011. Ces swaps se rapportent à une tranche de 200 millions \$ de sa dette à taux fixe. Au 31 décembre 2010, la juste valeur de ces swaps s'établissait à 8 millions \$ (18 millions \$ au 31 décembre 2009) et était comptabilisée dans les débiteurs aux bilans consolidés.

Activités de gestion du risque

Suncor a recours à des contrats dérivés pour couvrir le risque lié à l'achat et à la vente de marchandises, pour gérer l'exposition aux taux d'intérêt et pour couvrir les risques propres à des transactions précises. Les gains ou les pertes sur les instruments dérivés utilisés aux fins de la gestion des risques sont comptabilisés dans les états consolidés des résultats, sous le même poste que la

transaction à laquelle ils se rapportent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les instruments dérivés utilisés aux fins de la gestion des risques ont donné lieu à la comptabilisation en résultat d'un gain avant impôts d'un montant net de 89 millions \$ (perte avant impôts de 1,024 milliard \$ en 2009). Aucun contrat important sur instrument dérivé utilisé aux fins de la gestion des risques n'était en cours au 31 décembre 2010.

Activités de négociation de l'énergie

Suncor a recours à des contrats dérivés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés pour gagner des revenus d'approvisionnement et de négociation. Les résultats de ces activités d'approvisionnement et de négociation sont comptabilisés à titre de produits et de charges liés aux activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie dans les états consolidés des résultats. En 2010, un gain net avant impôts d'un montant net de 81 millions \$ (perte avant impôts de 70 millions \$ en 2009) a été comptabilisé au titre des activités de négociation de l'énergie.

La variation de la juste valeur des dérivés liés aux activités de gestion des risques et aux activités de négociation de l'énergie se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2010
Juste valeur des contrats au 31 décembre 2009	(359)
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	115
Variation de la juste valeur durant la période	170
Juste valeur des contrats dérivés en cours au 31 décembre 2010	(74)

La juste valeur des dérivés liés aux activités de gestion des risques et aux activités de négociation de l'énergie est comptabilisée comme suit dans les bilans consolidés :

(en millions de dollars)	2010	2009
Débiteurs	19	213
Créditeurs et charges à payer	(93)	(572)
	(74)	(359)

Risques liés aux instruments dérivés financiers

La stratégie de gestion du risque lié aux prix de Suncor fait l'objet d'examen périodiques par la direction, qui visent à déterminer les besoins de la Société en matière de couverture en fonction 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.

Suncor pourrait subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés n'étaient pas en mesure de respecter les conditions des contrats. La Société atténue ce risque en concluant des contrats avec des contreparties jouissant de cotes de crédit élevées. En outre, la direction procède à des examens périodiques des cotes de crédit de ces contreparties et du risque de crédit qu'elles peuvent présenter. L'exposition de la Société est limitée aux contreparties qui ont conclu des contrats sur instruments dérivés ayant des justes valeurs nettes positives à la date de présentation de l'information financière.

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 effectue une vérification et une évaluation indépendantes de ces activités.

Il convient de se reporter à la note 21 afférente à nos états financiers consolidés audités de 2010 pour obtenir plus d'informations sur nos instruments financiers dérivés, notamment pour obtenir 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.

FACTEURS DE RISQUE

Nous cherchons continuellement à atténuer le plus possible les risques auxquels sont exposées nos activités. Ce processus passe par une analyse des risques à l'échelle

de l'entreprise. Cette analyse est réalisée chaque année afin de s'assurer que tous les risques importants sont dûment mis en lumière et gérés adéquatement. Certains des facteurs de risque associés à Suncor et à nos activités sont présentés ci-dessous. Une analyse plus détaillée d'autres facteurs de risque associés à Suncor et à nos activités est présentée dans notre dernière notice annuelle et notre dernier formulaire 40-F, déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Volatilité du prix des marchandises et fluctuations du taux de change

Notre rendement financier futur est étroitement lié aux prix du pétrole brut et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel. Les prix de ces produits de base peuvent être influencés par les facteurs de l'offre et de la demande à l'échelle internationale et régionale. La croissance économique mondiale, l'évolution politique, le respect ou le non-respect des quotas imposés par les membres de l'OPEP et les conditions météorologiques, entre autres, peuvent influencer l'offre et la demande de pétrole à l'échelle mondiale. Les prix du gaz naturel que notre secteur Gaz naturel touche sont déterminés principalement par l'offre et la demande nord-américaines et par les prix d'autres sources d'énergie. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner non seulement une grande volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel, mais aussi une variation des différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et léger, ce qui pourrait avoir une incidence sur les prix du pétrole brut sulfureux et du bitume. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont connu de fortes fluctuations au cours des dernières années. Étant donné l'incertitude économique mondiale actuelle, nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues à l'égard des prix du pétrole brut et du gaz naturel à court terme et par la suite. Les prix pourraient revenir aux faibles niveaux que nous avons connus en 2008 et en 2009. Une période prolongée de chute des prix du pétrole brut et du gaz naturel pourrait compromettre la valeur de nos terrains pétroliers et gazières ainsi que le niveau des dépenses affectées à des projets de croissance et entraîner une réduction de la production à certains terrains. Par conséquent, les faibles prix du pétrole brut en particulier pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Conformément aux exigences des PCGR du Canada, nous avons procédé à une évaluation de la valeur comptable de nos actifs au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010. Si le cours du pétrole et du gaz naturel diminuait, la valeur comptable de nos actifs pourrait être revue à la baisse, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives importantes sur nos résultats.

Nos activités en aval sont sensibles aux marges de gros et de détail à l'égard des produits raffinés, y compris l'essence, le diesel, les produits pétrochimiques et l'asphalte. La volatilité des marges dépend, entre autres choses, de la compétitivité globale des marchés, des conditions météorologiques, du coût du pétrole brut et des variations de l'offre et de la demande de produits raffinés. Nous prévoyons que la volatilité des marges et des prix et que la compétitivité globale des marchés, y compris la possibilité que de nouveaux acteurs entrent en scène, se poursuivront. En conséquence, on peut s'attendre à une fluctuation des résultats d'exploitation de notre secteur Raffinage et commercialisation, laquelle pourrait être défavorable.

Nos états financiers consolidés de 2010 sont présentés en dollars canadiens. Les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, de même qu'entre le dollar canadien, l'euro et la livre sterling, ont une incidence importante sur les résultats d'exploitation. Ces taux de change peuvent fluctuer considérablement, ce qui peut avoir une incidence favorable ou défavorable sur les opérations de change conclues par la Société et ainsi l'exposer à une certaine incertitude. Des fluctuations défavorables des taux de change pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Réglementation gouvernementale

La Société, tout comme l'industrie pétrolière et gazière en général, est assujettie à la réglementation fédérale, provinciale, étatique et municipale de nombreux pays. Cette industrie est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions telles que le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts, les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection environnementale, la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et autres émissions, l'exportation de pétrole brut, de gaz naturel et d'autres produits, l'attribution ou l'acquisition de droits d'exploration et de production, de droits d'exploitation de sables pétrolifères ou d'autres droits, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur et l'abandon des gisements et des emplacements de mines (y compris les restrictions sur la production) et l'expropriation ou l'annulation possibles de droits contractuels. Les paragraphes qui suivent fournissent plus d'information sur certaines de ces règles.

Réglementation environnementale

La Société est assujettie à une réglementation environnementale aux termes de divers règlements et lois fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux au Canada, aux États-Unis, au Royaume-Uni et dans d'autres pays. Voici certaines questions qui font ou qui pourraient faire l'objet d'une réglementation environnementale :

- Les effets régionaux cumulatifs possibles de la mise en valeur des sables pétroliers;
- La fabrication, l'importation, l'entreposage, le traitement et l'élimination des déchets et des substances industriels ou dangereux;
- Le besoin de réduire ou de stabiliser diverses émissions dans l'atmosphère;
- Les prélèvements d'eau, l'utilisation des ressources en eau et les rejets dans l'eau;
- Les questions portant sur la remise en état et la restauration des terrains, et la protection de l'habitat des espèces sauvages;
- La reformulation de l'essence pour réduire les émissions des véhicules;
- La mise en œuvre aux États-Unis de règlements ou de politiques visant à limiter les achats de pétrole de source classique;
- Le calcul ou la réglementation, par un État américain ou par le gouvernement fédéral américain, de la teneur en carbone du carburant en cours de vie utile.

Des modifications à la réglementation environnementale pourraient avoir sur nous un effet défavorable important du point de vue de la demande de produits, de la reformulation et de la qualité des produits, des méthodes de production, des coûts de distribution et des résultats financiers. À titre d'exemple, l'obligation d'utiliser des essences à combustion plus propres pourrait nous occasionner des frais, qui pourraient être récupérables ou non sur le marché. La complexité et l'ampleur de ces questions font qu'il est extrêmement difficile de prévoir leur effet futur sur nous. La direction estime que les dépenses en immobilisations et les frais d'exploitation pourraient augmenter par suite de la mise en œuvre de nouveaux règlements environnementaux de plus en plus rigoureux. Le respect de la réglementation environnementale pourrait occasionner des dépenses importantes, et la violation de la réglementation environnementale pourrait entraîner l'imposition d'amendes et de peines, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages-intérêts et la perte de licences et de permis importants, ce qui pourrait avoir un effet

défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Changements climatiques

Alors que l'Alberta s'est munie d'un système de réglementation des gaz à effet de serre (GES) bien défini et de cibles pour toutes les grandes installations industrielles de la province, aucun autre territoire nord-américain n'a instauré jusqu'ici de mesures de conformité aussi strictes. Suncor s'attend à ce que la situation actuelle fasse place à une série de régimes réglementaires régionaux ou à un régime fédéral universel dans les années à venir. En général, l'incertitude subsiste quant à l'issue de la législation et de la réglementation sur l'environnement et les changements climatiques (qu'il s'agisse des mesures en vigueur, des avant-projets décrits aux présentes ou des mesures à venir). Pour l'heure, il est impossible de prédire la nature de ces exigences, pas plus que leurs répercussions sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société.

Le gouvernement fédéral du Canada a déclaré publiquement qu'il alignerait sa législation en matière d'émissions de GES sur celle des États-Unis. Comme l'approche qu'adopteront les États-Unis demeure incertaine, on ne sait toujours pas si le gouvernement fédéral prévoit promulguer des lois sur les changements climatiques dans l'ensemble des secteurs économiques ou s'il compte privilégier une approche sectorielle, ni quels mécanismes de conformité seront mis à la disposition des grands émetteurs.

La Colombie-Britannique a formulé un avant-projet de règlement dont la version définitive est prévue pour plus tard en 2011. Cet avant-projet vise à instaurer un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission des GES, accompagné d'un système de compensation. Faute de précisions sur le fonctionnement de ce système, il est impossible d'en quantifier les retombées pour le moment.

Bien que les lois et les règlements à venir puissent entraîner d'importantes obligations en cas de violation, on s'attend à ce que les coûts requis pour respecter la nouvelle réglementation sur l'environnement et les changements climatiques soient moins onéreux que profondément désavantageux ou dommageables pour notre position concurrentielle.

Dans le cadre de la planification opérationnelle en cours, Suncor tient compte des coûts éventuels associés à ses émissions de CO₂ dans l'évaluation de ses projets futurs, en fonction de sa compréhension actuelle de la réglementation sur les GES à l'étude ou potentielle. Tant le gouvernement américain que le gouvernement canadien

ont indiqué que les nouvelles politiques sur les changements climatiques tenteraient de réconcilier les préoccupations relatives à l'économie, à l'environnement et à la sécurité énergétique. Nous prévoyons qu'en vertu de la nouvelle réglementation, le signal de prix pour le carbone sera modéré et que le régime de prix progressera avec prudence. Suncor continuera d'analyser la façon dont les différents scénarios de contraintes carbone pourraient influencer sa stratégie en utilisant, comme hypothèse de base, une fourchette de prix de 15 \$ à 45 \$ pour une tonne d'équivalent en CO₂, appliquée selon diverses politiques de réglementation et sensibilités au prix.

La Californie a instauré la Loi AB32, qui prévoit une norme pour le carburant à faible teneur en carbone (*Low Carbon Fuel Standard* ou LCFS). Bien que Suncor ne commercialise pas activement ses produits en Californie, l'adoption d'une législation similaire dans les autres États pourrait freiner sérieusement ses exportations de pétrole brut provenant des sables pétrolifères si les territoires importateurs refusaient de reconnaître la réduction obligatoire de carbone de 12 % imposée par le territoire exportateur (l'Alberta).

Alors qu'il est presque certain que la réglementation et les cibles de réduction des GES deviendront de plus en plus rigoureuses, et malgré le fait que Suncor maintiendra ses efforts pour réduire l'intensité en CO₂ de ses activités, les émissions absolues de CO₂ de la Société continueront d'augmenter parallèlement à l'exécution de sa stratégie de croissance prudente et bien planifiée.

Remise en état des terrains

Des risques sont associés à notre capacité de mener à bien la remise en état des terrains, en particulier la remise en état des bassins de décantation des résidus où se logent l'eau, l'argile et le bitume résiduel provenant du processus d'extraction. En février 2009, l'Energy Resources Conservation Board du gouvernement albertain (commission chargée de l'économie des ressources énergétiques) (« ERCB ») a émis une directive intitulée *Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes* (Critères et exigences de rendement des résidus dans le cadre des plans d'exploitation minière des sables pétrolifères). La directive établit des critères de rendement pour la technique des résidus composites, une exigence d'approbation et de suivi des bassins de décantation des résidus composites, une exigence relative à la déclaration des plans d'utilisation des résidus ainsi que des modifications des exigences du plan de mine annuel exigé par la ERCB et du processus d'approbation visant à réguler les activités liées aux résidus.

Le 15 octobre 2009, la Société a demandé à l'ERCB et à l'Alberta Environment (AENV) l'autorisation de modifier ses activités actuelles ou ses activités approuvées à l'est de la rivière Athabasca et de passer à sa nouvelle stratégie, le procédé TRO_{TM}. En 2010, la Société a reçu l'approbation d'ordre réglementaire requise pour son tout nouveau plan de gestion des résidus axé sur son procédé breveté TRO_{TM}. On prévoit que la technique TRO_{TM} permettra à la Société d'accélérer la remise en état des bassins de résidus et de réduire les coûts à long terme.

Pour le moment, aucun bassin de décantation des résidus n'a été complètement restauré à l'aide de cette technologie. En fonction du succès que récoltera TRO_{TM} et du temps qu'il faudra pour remettre en état les bassins de résidus, notre estimation actuelle des coûts de mise hors service des installations pourrait augmenter ou diminuer. Si nous nous avérons incapables d'appliquer adéquatement nos plans de remise en état, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Redevances

Les facteurs de risque suivants pourraient faire en sorte que charges de redevances diffèrent sensiblement de celles actuellement estimées et avoir une incidence sur les redevances à payer.

Alberta

Le gouvernement de l'Alberta a promulgué le nouveau règlement (ministériel) relatif à la méthodologie d'évaluation du bitume dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances (*New Royalty Framework*), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. Ce règlement provisoire établit l'évaluation du bitume pour la période de 2009 à 2011. La Couronne est en voie d'élaborer le règlement définitif qui établira la méthodologie d'évaluation du bitume pour les années à venir. Pour les activités minières de Suncor, la méthodologie d'évaluation du bitume est fondée sur les modalités de la convention modificatrice de Suncor qui, d'après nous, imposent certaines limites à la méthodologie d'évaluation du bitume provisoire telle qu'elle a été récemment promulguée. Pour les années 2009 et 2010, Suncor a déposé un avis de non-conformité auprès de la Couronne, faisant valoir que des ajustements raisonnables dans le calcul de la valeur du bitume de Suncor n'avaient pas été considérés par la Couronne comme l'autorisait la convention modificatrice de Suncor. Suncor a également déposé un avis d'arbitrage auprès de la Couronne en vertu de la convention modificatrice de Suncor. Par ailleurs, un avis de non-conformité a été déposé par Syncrude à l'égard de l'établissement de la valeur du bitume aux

termes de ses conventions avec la Couronne. La décision finale dans ces affaires pourrait avoir une incidence importante sur les redevances futures payables à la Couronne.

Le gouvernement a promulgué le nouveau règlement ministériel sur les coûts admissibles pour les sables pétrolifères dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. On s'attend à ce que des précisions soient fournies à l'égard de certaines règles commerciales relatives aux coûts admissibles. Les modalités de la convention modificatrice des redevances de Suncor et l'entente similaire conclue par Syncrude établissent l'obligation en matière de redevances jusqu'en 2015 pour les activités minières. Toutefois, des changements potentiels et l'interprétation du règlement relatif aux coûts admissibles pourraient, au fil du temps, avoir une incidence importante sur le montant des redevances devant être versées.

De plus, les paiements de redevances à la Couronne pourraient varier en fonction des fluctuations des cours du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change et des dépenses en immobilisations et frais d'exploitation liés à chaque projet d'exploitation de sables pétrolifères, de même que par suite de modifications au nouveau cadre de redevances du gouvernement de l'Alberta, de modifications à d'autres lois ou règlements et de la survenance d'événements imprévus.

Redevances pour la Côte Est du Canada

Des pourparlers sont en cours entre le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et Suncor afin de régler certaines questions d'importance pour l'exercice écoulé et les exercices antérieurs. Le règlement de ces questions pourrait avoir une incidence sur les paiements de redevances à la Couronne. En outre, le montant des redevances à la Couronne pourrait varier selon les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les volumes de production, les variations des taux de change, les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations liées à chaque projet de sables pétrolifères, les modifications résultant de l'audit de déclarations fiscales d'exercices précédents, les modifications apportées par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador aux régimes de redevances actuels, les modifications apportées à d'autres lois et la survenance d'événements imprévus.

Contrats de partage de la production

Les paiements devant être effectués aux termes des contrats de partage de la production pourraient varier en fonction des coûts du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change, des dépenses

en immobilisations et des frais d'exploitation, des modifications résultant de l'audit de déclarations fiscales d'exercices antérieurs par les autorités gouvernementales, de nouveaux changements apportés aux régimes de redevances par les gouvernements ou les autres organismes de réglementation, de changements à d'autres lois ou règlements et de la survenance d'événements imprévus. Tous ces facteurs pourraient avoir une incidence sur les redevances à payer à l'égard de nos activités internationales en Lybie et en Syrie.

Établissements étrangers

La Société possède des établissements dans divers pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les activités et les actifs connexes de la Société sont assujettis à divers risques, notamment les restrictions sur le change et les fluctuations des taux de change, la perte de revenus ou d'immobilisations corporelles par suite d'une expropriation, de la nationalisation, de guerres, d'insurrections et de risques géopolitiques ou d'autres risques politiques, les augmentations des taxes et impôts et des redevances gouvernementales, les renégociations de contrats auprès d'entités gouvernementales ou quasi-gouvernementales, les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères, des sanctions économiques et juridiques (par exemple, des restrictions à l'égard de pays dont le gouvernement des États-Unis peut estimer qu'ils commanditent le terrorisme) et d'autres incertitudes découlant de l'exercice d'une gouvernance par des gouvernements étrangers sur les activités internationales de la Société. En cas de différends touchant ses activités étrangères, la Société pourrait être assujettie à la compétence exclusive de tribunaux étrangers et pourrait ne pas être en mesure d'assujettir des ressortissants étrangers à la compétence d'un tribunal des États-Unis ou du Canada. En outre, par suite de l'exercice d'activités dans ces régions et de l'évolution constante du cadre international régissant la responsabilité et la reddition de comptes des sociétés à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international.

Dangers liés à l'exploitation et autres incertitudes

Chacun de nos principaux secteurs, soit les secteurs Sables pétrolifères, Gaz naturel, International et extracôtier et Raffinage et commercialisation, exige des investissements considérables et comporte par conséquent des risques financiers mais aussi des perspectives de bénéfice. Dans l'ensemble, nos activités sont soumises à des dangers et à des risques comme les incendies, les explosions, les fuites gazeuses, les migrations de substances dangereuses, les

éruptions, les pannes d'électricité et les déversements de pétrole, qui sont des facteurs pouvant causer des blessures corporelles, la mort, des dommages aux biens, aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes et à l'équipement, des dommages à l'environnement, ainsi que l'interruption de l'exploitation.

En outre, notre exploitation est assujettie à tous les risques liés au transport, au traitement et au stockage du pétrole brut, du gaz naturel et des autres produits connexes. Des restrictions de la capacité de transport par pipeline combinées aux restrictions de productoin en usine pourraient nous empêcher de faire fonctionner nos usines de production de pétrole brut et de gaz naturel à leur pleine capacité. La rubrique « Main-d'œuvre et équipement » figurant ci-dessous traite également des risques liés à la disponibilité de la main-d'œuvre spécialisée nécessaire au soutien sécuritaire et efficace de nos activités.

Pour le secteur Sables pétrolifères, l'exploitation minière des sables pétrolifères, la production de bitume au moyen de méthodes *in situ*, l'extraction du bitume des sables pétrolifères et la valorisation de ce bitume pour en faire du pétrole brut synthétique et d'autres produits comportent certains risques et incertitudes. Le secteur Sables pétrolifères peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions quant à sa capacité de produire des produits à valeur ajoutée en raison de l'interdépendance de ses systèmes constituants. Des conditions météorologiques particulièrement rigoureuses touchant le secteur Sables pétrolifères peuvent entraîner une réduction de la production hivernale et, dans certains cas, une hausse des coûts. Même s'il n'y a pratiquement aucuns frais de découverte liés aux ressources de sables pétrolifères, la délimitation des ressources, les coûts associés à la production, y compris la mise en valeur de mines et le forage de puits pour les activités *in situ*, et ceux associés à la valorisation du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique peuvent nécessiter d'importantes sorties de fonds. Les coûts liés à la production du secteur Sables pétrolifères sont en grande partie fixes à court terme et, par conséquent, les frais d'exploitation unitaire dépendent en grande partie des niveaux de production.

Des risques et des incertitudes sont associés aux activités du secteur Gaz naturel, notamment tous les risques normalement liés au forage de puits de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de ces terrains, y compris la découverte de formations ou de pressions imprévues, la baisse prématurée des réservoirs, les incendies, les éruptions, les défauts de l'équipement et d'autres accidents, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel

ou de liquides du puits, les intempéries, la pollution et d'autres risques environnementaux.

Notre secteur International et extracôtier exerce des activités de forage au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, de même que dans le secteur de la mer du Nord se trouvant au large des côtes du Royaume-Uni et de la Norvège. Ces régions sont exposées à des ouragans et à des conditions météorologiques sévères pouvant occasionner un bris ou la destruction complète des appareils de forage s'y trouvant. Ces sinistres, s'ils survenaient, pourraient ne pas être couverts par les assurances. La survenance de pareils événements pourrait entraîner l'interruption des travaux de forage et le bris ou la destruction de l'équipement connexe et pourraient occasionner des blessures aux opérateurs des installations de forage, voire entraîner le décès de ceux-ci. En outre, ces activités pourraient causer des dommages à l'environnement, notamment en cas de déversement de pétrole ou d'un important incendie non maîtrisé, et pourraient entraîner le décès de membres du personnel.

Notre secteur Raffinage et commercialisation est soumis à tous les risques normalement inhérents à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution ainsi que de stations-service, y compris la perte de produits, les ralentissements en raison de défauts de l'équipement, l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, les déversements de pétrole ou d'autres incidents.

Nous sommes également exposés à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, les dommages causés aux installations éloignées, le vol et les logiciels malveillants ou les attaques de réseaux.

Les pertes qui pourraient découler de la matérialisation de l'un ou l'autre de ces risques pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Bien que nous appliquions un programme de gestion des risques qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances pourraient ne pas fournir une garantie suffisante dans toutes les situations et les risques pourraient ne pas être tous assurables. Les pertes non couvertes par l'assurance pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. En 1990, en 2003 et en 2005, nous avons créé trois entités d'auto assurance pour fournir une couverture supplémentaire des pertes d'exploitation éventuelles. Au cours du premier trimestre de 2010, ces trois entités ont fusionné en une seule.

Exécution des projets majeurs

Il existe certains risques liés à l'exécution de nos projets majeurs. Ces risques comprennent : notre capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d'ordre réglementaire nécessaires; les risques liés à l'échéancier, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié; l'incidence de la conjoncture économique, des conditions commerciales et de la conjoncture du marché en général; l'incidence des conditions météorologiques; notre capacité de financer la croissance si les prix des marchandises baissent et demeurent à de faibles niveaux pendant une période prolongée; les risques liés au redémarrage de projets mis en veilleuse, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations; et l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des attentes du public relativement à l'effet de la mise en valeur des sables pétrolifères sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein de nos actifs existants pourraient retarder l'atteinte des objectifs. La direction est d'avis que l'exécution de projets majeurs soulève des questions qui nécessitent une gestion prudente des risques. Nos estimations des coûts des projets comportent également des risques. Certaines estimations de coûts sont fournies au moment de la conception des projets et avant le début ou la fin de la conception et des études techniques détaillées finales servant à réduire la marge d'erreur. Par conséquent, les coûts réels peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être importantes. Les pertes qui pourraient découler de la matérialisation de l'un ou l'autre de ces risques pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Le secteur Sables pétrolifères peut subir des pertes de production en raison de l'interdépendance de ses systèmes constituants. Grâce à nos projets d'expansion, nous nous attendons à atténuer les effets défavorables des systèmes interdépendants et à réduire les effets des arrêts complets d'usine sur la production et les flux de trésorerie. Par exemple, nous avons ajouté une deuxième installation de valorisation, ce qui nous donne la souplesse nécessaire pour procéder à l'entretien périodique de l'usine dans une installation tout en continuant de générer une production et des flux de trésorerie dans l'autre. L'incapacité à gérer ces risques adéquatement pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Risques d'atteinte à la réputation

La perception du public à l'égard des sociétés pétrolières et de leurs activités, y compris les émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par les projets amorcés ou planifiés au sein de l'industrie des sables pétrolifères de l'Alberta, pourrait compromettre les approbations pour la mise en valeur et l'exploitation, ou encore restreindre l'accès aux marchés pour les produits. En conséquence, cette situation pourrait nuire directement ou indirectement à notre rentabilité.

Approbations d'ordre réglementaire

Avant d'entreprendre la majorité de nos projets majeurs, y compris d'importants réaménagements de nos activités actuelles, nous devons obtenir les autorisations requises. Le processus d'approbation réglementaire peut nécessiter, entre autres, la consultation des parties prenantes, l'évaluation des répercussions environnementales et des audiences publiques. De plus, certaines conditions peuvent s'appliquer, comme l'obligation de verser un dépôt de garantie ou de prendre d'autres engagements. L'incapacité d'obtenir les approbations d'ordre réglementaire requises ou de les obtenir à temps dans des conditions satisfaisantes pourrait occasionner le retard, l'abandon ou la restructuration des projets et entraîner une augmentation des coûts, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. En outre, les approbations d'ordre réglementaire pourraient faire l'objet de changements de temps à autre en réponse à de nombreux facteurs, dont la conjoncture économique ou politique. L'application d'une nouvelle réglementation ou la modification de la réglementation existante s'appliquant à l'industrie du pétrole brut et du gaz naturel pourrait réduire la demande pour le pétrole brut et le gaz naturel, augmenter nos coûts et avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Main-d'œuvre et équipement

L'exploitation réussie de la Société et sa capacité d'élargir ou d'intensifier ses activités dépendront de la disponibilité de travailleurs qualifiés et de l'approvisionnement en matériaux, de même que de la concurrence exercée à cet égard. La disponibilité de personnel qualifié demeure limitée, même dans des conditions économiques incertaines, et nous pourrions avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de nos activités actuelles et futures. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint, étant donné l'effectif réduit de nombreuses installations de fabrication. Ces

risques pourraient avoir des répercussions importantes sur notre capacité d'exercer nos activités avec efficacité et en toute sécurité et de mener à bien nos projets dans le respect des échéanciers et du budget prévu. Les risques liés à la réalisation des projets majeurs sont décrits à la rubrique « Exécution des projets majeurs » figurant plus haut.

Processus de gouvernance de Suncor

Suncor est d'avis que la gestion des enjeux liés aux changements climatiques est une responsabilité qui devrait se partager à l'échelle de la Société. Dans cette optique, une charte détaillée des « rôles et responsabilités » a été mise au point dans le cadre du programme de gestion des GES de Suncor.

Il revient au comité Environnement, santé et sécurité et développement durable du conseil d'administration de Suncor d'examiner l'efficacité avec laquelle la Société remplit ses obligations en matière d'environnement, de santé et de sécurité (ESS). Le comité évalue également la capacité de Suncor d'établir des politiques appropriées en environnement, en santé et en sécurité, y compris des plans d'amélioration du rendement et de réduction des émissions de GES, en tenant compte des normes juridiques, industrielles et sociales en vigueur. Le comité applique également des systèmes de gestion afin de mettre en œuvre ces politiques et de s'assurer que la Société s'y conforme.

Le chef de l'exploitation de Suncor assume les responsabilités de la haute direction en ce qui a trait au développement durable. De concert avec le vice-président du développement durable, les directeurs ESS des divisions opérationnelles et les représentants techniques sélectionnés à l'interne sont responsables de la gérance du système de gestion des GES. Enfin, l'équipe d'orientation stratégique pour les GES met au point des stratégies et des objectifs opérationnels à l'échelle de la Société, tout en évaluant les progrès environnementaux réalisés par toutes les divisions de l'entreprise, notamment en ce qui concerne la réduction de l'intensité en GES.

Dans l'attente d'une réglementation claire pour tous les territoires où nous exerçons des activités, nous continuerons de suivre le plan d'action en sept points que nous avons adopté en 1997 et qui nous engage à faire ce qui suit :

- Gérer nos émissions de GES;
- Exploiter des sources d'énergie renouvelables;
- Investir dans la recherche environnementale et économique par le truchement d'initiatives concertées, menées avec d'autres groupes de l'industrie, et d'initiatives internes axées sur nos activités de base;

- Recourir à des compensations nationales et internationales;
- Prendre part à la création de politiques;
- Sensibiliser les employés et le public;
- Mesurer nos progrès et en faire rapport.

Suncor continue de se mobiliser afin de réduire l'intensité globale de ses émissions de GES. Par ailleurs, nous poursuivons d'autres objectifs visant à améliorer notre efficacité énergétique, à réduire notre consommation d'eau, à accroître la remise en état des terrains et à diminuer nos émissions atmosphériques. Ainsi, nous continuons d'agir afin d'atténuer l'impact sur l'environnement, notamment en prenant les mesures nécessaires pour réduire nos émissions de GES, en investissant dans des formes d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne et les biocarburants, en accélérant la remise en état des terrains, en installant du nouveau matériel de réduction des émissions et en exploitant d'autres débouchés à l'interne ou en partenariat avec d'autres sociétés énergétiques qui partagent nos préoccupations (comme en témoigne notre rôle dans l'Oil Sands Leadership Initiative).

ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES

La préparation d'états financiers conformément aux PCGR exige que la direction formule des estimations, des jugements et des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs et des passifs, sur la présentation des éventualités et sur les produits et les charges. Ces estimations et hypothèses sont susceptibles de changer en fonction de nouveaux événements et de nouveaux renseignements. Les estimations comptables cruciales se définissent comme des estimations qui sont 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. Ces hypothèses sous-jacentes reposent sur les antécédents, ainsi que sur d'autres facteurs qui, de l'avis de la direction, sont raisonnables dans les circonstances, et elles peuvent être modifiées au gré des événements, à mesure que la direction acquiert plus d'expérience sectorielle, qu'elle dispose de nouveaux éléments d'information ou que le contexte dans lequel la Société exerce ses activités évolue. Les estimations comptables cruciales sont revues tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Les estimations comptables que nous jugeons les plus cruciales pour l'établissement des états financiers consolidés de Suncor sont présentées ci-après.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Suncor est tenue de constater un passif au titre des obligations futures liées à la mise hors service de ses immobilisations qui découlent de l'obligation juridique qu'elle a de mettre hors service ses immobilisations de longue durée, telles que les bassins à stériles, les emplacements des puits productifs et les installations de traitement du pétrole brut et du gaz naturel. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ne sont constatées que dans la mesure où il existe une obligation juridique afférente à la mise hors service d'une immobilisation de longue durée que la Société est tenue de régler en vertu d'une loi ou d'un règlement, d'une ordonnance ou d'un contrat écrit ou verbal, ou encore 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 de règlement estimatifs, ce qui tient compte de la méthode de remise en état qui devrait être utilisée, de l'ampleur des travaux requis selon les exigences juridiques, des progrès techniques et de 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.

La juste valeur estimative des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est comptabilisée à titre de passif dans la période au cours de laquelle les obligations naissent. Les coûts de mise hors service équivalant à la juste valeur estimative des obligations liées à mise hors service d'immobilisations sont capitalisés comme partie du coût lié aux immobilisations corporelles et amortis par voie d'imputation à la charge d'amortissement et d'épuisement sur la durée de vie de l'actif. La juste valeur d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est estimée en actualisant le montant prévu des flux de trésorerie futurs qui seront requis pour régler cette obligation en fonction du taux d'intérêt moyen pondéré sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit de la Société, qui est actuellement de 5,4 % (6,2 % en 2009). Lors des périodes subséquentes, l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est ajustée pour tenir compte de l'écoulement du temps, des coûts estimatifs qui seront requis pour la régler et des variations de l'échéancier des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Ces modifications d'estimations ont une incidence à la fois sur la charge d'amortissement et d'épuisement liée au coût de mise hors service et sur la charge d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisée dans les états consolidés des résultats. En outre, les écarts entre le montant réel et le montant estimatif des coûts devant être engagés pour régler les

obligations, l'échéancier des flux de trésorerie devant être affectés au règlement des obligations et les taux d'inflation futurs pourraient entraîner des gains et des pertes découlant du règlement des obligations de mise hors service.

Aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'est constatée pour des biens dont la durée de vie utile ne peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Une obligation pour ces actifs sera comptabilisée dans la première période durant laquelle leur durée de vie pourra être déterminée.

Dans le cadre de l'examen des obligations liées à la mise hors services d'immobilisations effectué par la Société et par des tiers en 2010, Suncor a ramené son obligation totale non actualisée estimative à 7,4 milliards \$. L'estimation précédente était de 8,3 milliards \$. La diminution s'explique en grande partie par les nombreuses cessions d'actifs réalisées par le secteur International et extracôtier et le secteur Gaz naturel, dans le cadre desquelles les obligations de mise hors service future ont été prises en charge par l'acquéreur. De plus, le secteur Sables pétrolifères a réduit le montant de ses obligations, en raison surtout du fait qu'en 2010, ce montant a été calculé en fonction de l'utilisation de la technique de gestion des résidus TRO™ exclusif à la Société, plutôt qu'en fonction de l'utilisation d'une combinaison de différentes méthodes comme ce fut le cas en 2009. La Société s'attend à ce que la technique TRO™ lui permette d'accroître la cadence des travaux de remise en état et de réduire les coûts à long terme. Au 31 décembre 2010, l'obligation totale actualisée estimative s'établissait à 2,4 milliards \$, contre 3,2 milliards \$ au 31 décembre 2009.

Avantages sociaux futurs

Suncor offre une gamme d'avantages sociaux 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 ces 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, selon le cas, 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 de l'expérience passée et des prévisions pour l'avenir. Toute

modification des hypothèses est prise en compte de manière prospective. Les coûts liés aux avantages sociaux futurs sont comptabilisés au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » des états consolidés des résultats. Le passif au titre des prestations constituées est inclus dans le poste « Charges à payer et autres passifs » des 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 pourraient être considérablement différents si d'autres hypothèses étaient retenues.

Méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse

Suncor comptabilise les activités d'exploration et de production liées à ses biens productifs de pétrole et de gaz classiques selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Selon cette méthode, la direction doit recourir à son jugement pour déterminer, entre autres choses, si des activités données doivent être classées comme relevant de la mise en valeur ou de l'exploration. La totalité des coûts de mise en valeur sont capitalisés. Les coûts liés aux travaux de forage d'exploration sont initialement capitalisés, en attendant l'évaluation des réserves visant à déterminer si elles sont exploitables. L'analyse des résultats d'un programme de forage exploratoire 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 exploitables. Lorsqu'il est établi qu'un forage d'exploration n'aboutira pas à une production commerciale, les coûts liés à ce forage sont comptabilisés à titre de frais d'exploration.

Dépréciation d'actifs

Les biens productifs et les biens non prouvés importants sont soumis à un test de dépréciation une fois par année, et chaque fois que des événements indiquent qu'ils

pourraient avoir subi une dépréciation. On détermine s'il y a eu dépréciation en comparant le montant estimatif des flux de trésorerie nets non actualisés futurs devant découler de l'actif visé avec sa valeur comptable. Le calcul des flux de trésorerie utilisés pour l'évaluation de la dépréciation exige que la direction formule des hypothèses et des estimations à l'égard des réserves récupérables, des volumes de production, des prix futurs des marchandises, des frais d'exploitation et des coûts de mise en valeur futurs. Tout changement à ces hypothèses (une révision à la baisse des réserves, une diminution des prix futurs des marchandises ou une augmentation des frais d'exploitation, par exemple) pourrait entraîner une diminution de la valeur comptable d'un actif. Une fois que la direction a établi qu'un actif a subi une perte de valeur, la valeur comptable de cet actif est ramenée à sa juste valeur, et l'écart est comptabilisé dans la charge d'amortissement et d'épuisement.

Les actifs destinés à la vente doivent également faire l'objet d'un test de dépréciation et sont évalués à la valeur comptable ou à la valeur nette de réalisation, si celle-ci est moins élevée, ce qui correspond très souvent au montant estimatif des flux de trésorerie actualisés, ou encore au produit qu'on prévoit tirer de la vente lorsqu'une offre a été reçue.

Réserves de pétrole et de gaz

Nos réserves de pétrole et de gaz naturel sont évaluées par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. L'estimation des réserves est un processus subjectif qui se fonde sur les taux de production futurs prévus, les estimations des prix des marchandises, les données techniques et l'échéancier des dépenses futures, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes et sujets à interprétation. Les estimations des réserves peuvent être revues à la hausse ou à la baisse à la lumière des nouvelles informations disponibles, notamment à l'égard des forages futurs, des essais et des niveaux de production. Les estimations des réserves, bien qu'elles ne fassent pas partie des états financiers consolidés de la Société, peuvent avoir une incidence importante sur le résultat net en raison de leur effet sur les taux de dépréciation et d'épuisement, la dépréciation d'actifs et la baisse de valeur de l'écart d'acquisition.

Au 31 décembre 2010, l'estimation des réserves pour nos actifs en Syrie avait été abaissée afin de tenir compte uniquement des secteurs du champ Ash Shaer où un contrôle des puits est en place et pour tenir compte de l'interprétation d'un nombre plus élevé de passages de porosité à l'intérieur d'une importante zone secondaire.

Impôts sur les bénéfices

La Société comptabilise les impôts sur les bénéfices selon la méthode du report variable. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont comptabilisés pour rendre compte des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs inscrite dans les états financiers et leur valeur fiscale. La détermination de la charge d'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 estime 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 charge d'impôts exigibles et futurs de la Société, de ses actifs et passifs d'impôts futurs et de son résultat net.

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 2010. Toutefois, la détermination des passifs 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 des passifs éventuels de la Société.

Répartition du prix d'achat

La fusion réalisée avec Petro-Canada en 2009 a été traitée comme une acquisition d'entreprise et comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. Conformément à cette méthode, le prix d'achat a été réparti entre les actifs acquis et les passifs pris en charge en fonction de leur juste valeur au moment de l'acquisition. L'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs identifiables pris en charge correspond à l'écart d'acquisition. La direction a finalisé la répartition du prix d'achat au cours du deuxième trimestre de 2010 et n'a apporté aucun changement à la répartition provisoire qui avait été faite.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière (IFRS)

Projet de conversion aux IFRS

Le projet de conversion aux IFRS de la Société est en bonne voie et devrait permettre la publication des états financiers du premier trimestre de 2011 établis selon les IFRS. Une mise à jour concernant l'état d'avancement du projet de conversion aux IFRS est présentée ci-après.

Préparation des états financiers conformes aux IFRS

Une ébauche d'états financiers annuels et des états financiers du premier trimestre de 2011, ainsi que des informations à fournir dans les notes afférentes, a été élaborée et présentée pour examen à la haute direction et à l'auditeur externe de la Société. Les états financiers du premier trimestre de 2011 et les informations à fournir dans les notes afférentes seront présentés au comité de la conversion aux IFRS et au comité d'audit au premier trimestre de 2011.

Formation en IFRS

Les séances de formation et de communication à l'intention du personnel clé, de la haute direction et du comité d'audit se sont poursuivies.

Infrastructure IFRS

D'importantes activités liées aux technologies de l'information et aux IFRS ont été menées au quatrième trimestre, notamment l'enregistrement d'écritures en IFRS pour les trois premiers trimestres de 2010 dans le système de traitement en parallèle de la Société. La mise à l'essai du plan de conversion pour 2011 a été achevée en 2010. Une formation complète sera donnée au premier trimestre de 2011 en vue de la mise en œuvre des modifications des processus, qui devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2011.

Environnement de contrôle IFRS

La société a achevé son test de la documentation sur le contrôle interne à l'égard de la préparation des états financiers de 2010 en IFRS. L'examen du contrôle interne et du contrôle à l'égard de l'information financière pour l'exercice 2011 sera achevé au premier trimestre de 2011. Aucun changement important n'est prévu à l'égard du contrôle à l'égard de l'information financière.

Incidences prévues des méthodes comptables conformes aux IFRS

La Société prévoit les modifications de méthodes comptables indiquées ci-dessous, et elle continue de surveiller l'évolution des IFRS. Les méthodes comptables choisies pour l'ébauche du bilan consolidé d'ouverture conforme aux IFRS demeurent susceptibles de changer. La Société n'est pas tenue de fixer le choix de méthodes comptables selon les IFRS avant la publication de ses premiers états financiers annuels audités en IFRS pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

L'analyse qui suit fournit d'autres renseignements sur l'incidence des choix et des changements de méthodes comptables sur l'ébauche du bilan consolidé d'ouverture en IFRS, notamment les exemptions possibles aux termes d'IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière ». IFRS 1 prévoit, à l'intention des entités qui appliquent les IFRS pour la première fois, des exemptions facultatives et des exceptions obligatoires relativement aux exigences générales se rapportant à la pleine application rétrospective des IFRS.

• Immobilisations corporelles

Même si les principes de séparation des composantes et de décomptabilisation existent aux termes des IFRS et des PCGR du Canada, les normes ne sont pas identiques à tous les égards. En appliquant ces principes conformément aux IFRS, la Société aura à séparer les immobilisations en plus petites composantes, ce qui donnera lieu à une baisse d'environ 110 millions \$ du solde des immobilisations corporelles au 1^{er} janvier 2010.

À l'adoption des IFRS, Suncor reclassera dans les actifs de prospection et d'évaluation un montant d'environ 4,5 milliards \$ se rapportant aux actifs de prospection et d'évaluation qui sont actuellement comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Les actifs de prospection et d'évaluation comprennent les biens non prouvés et les coûts liés au forage et aux projets d'exploration.

IFRS 1 prévoit une exemption selon laquelle une entité peut choisir d'utiliser la juste valeur comme coût présumé des actifs à la date de transition. La Société a décidé de se prévaloir de cette exemption pour certains actifs des secteurs Gaz naturel et Raffinage et commercialisation. Par conséquent, une tranche d'environ 900 millions \$ de la valeur inscrite des actifs a été décomptabilisée et imputée aux bénéfices non répartis.

• Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels

La Société envisage de se prévaloir de l'exemption prévue par IFRS 1 qui permet un nouveau calcul, selon un calcul rétrospectif simplifié, des obligations liées à la mise hors services d'immobilisations au 1^{er} janvier 2010. La Société a provisoirement décidé d'actualiser la juste valeur estimative de ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au moyen d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit. Cependant, le taux d'actualisation à utiliser selon les IFRS à la date de transition diffère de celui à utiliser suivant les PCGR du Canada. Cette différence se traduit par une augmentation d'environ 300 millions \$ des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, une diminution d'environ 700 millions \$ des actifs de prospection et d'évaluation connexes et une réduction correspondante des bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2010. Si la Société décidait d'utiliser un taux d'actualisation sans risque, l'ajustement aux bénéfices non répartis d'ouverture serait beaucoup plus élevé.

• Paiements fondés sur des actions

IFRS 2, « Paiements fondés sur des actions », exige que les paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie soient évalués (initialement et au début de chaque période de présentation de l'information financière) en fonction de la juste valeur des attributions. Les PCGR du Canada, en revanche, exigent que de tels paiements soient évalués en fonction de la valeur intrinsèque des attributions. Cette différence se traduit par une augmentation d'environ 120 millions \$ du passif au titre des paiements fondés sur des actions de la Société au 1^{er} janvier 2010 et une réduction correspondante des bénéfices non répartis. De plus, une modification de la méthode d'acquisition graduelle de la rémunération fondée sur des actions a entraîné une augmentation de 10 millions \$ du surplus d'apport au 1^{er} janvier 2010. La Société se prévaudra de l'exemption prévue par IFRS 1 selon laquelle elle n'est pas tenue d'appliquer IFRS 2 aux instruments de capitaux propres.

• Avantages sociaux futurs

La Société a décidé de se prévaloir de l'exemption prévue par IFRS 1 qui permet de comptabiliser immédiatement dans les bénéfices non répartis la totalité des écarts actuariels cumulés existants à la date de transition, soit environ 60 millions \$. L'incidence de cette exemption sera en partie compensée par un montant 30 millions \$ lié à la modification de la méthode d'attribution des prestations postérieures au départ à la retraite et la comptabilisation des coûts des

services passés non amortis qui ne sont pas encore complètement acquis.

- **Change**

Les entités qui appliquent les IFRS pour la première fois peuvent choisir de ramener le montant cumulé des différences de conversion à zéro à la date de transition. La Société a décidé de se prévaloir de cette exemption, ce qui s'est traduit par le reclassement d'un montant d'environ 250 millions \$, auparavant classé dans les autres réserves (auparavant appelé « cumul des autres éléments du résultat étendu »), aux bénéficiaires non répartis.

- **Impôts sur les bénéficiaires**

Au moment de la transition aux IFRS, les incidences fiscales découlant des modifications liées aux IFRS décrites ci-dessus se répercuteront sur le passif d'impôts futurs de la Société. Celle-ci prévoit constater une diminution d'environ 600 millions \$ de son passif d'impôt reporté au 1^{er} janvier 2010.

- **Regroupements d'entreprises et coentreprises**

Tel que l'autorise IFRS 1, les regroupements d'entreprises et les coentreprises conclus avant le 1^{er} janvier 2010 ne feront pas l'objet d'un retraitement rétrospectif selon les IFRS.

Les autres choix ou changements de méthodes comptables conformes aux IFRS n'ont pas eu d'incidence importante sur le bilan consolidé d'ouverture conforme aux IFRS, mais elles feront l'objet d'un suivi tout au long de 2011.

Incidence des IFRS sur le bénéfice trimestriel

La Société met actuellement la dernière main à l'évaluation de l'incidence des IFRS sur le bénéfice trimestriel de 2010, mais elle prévoit que les éléments suivants influenceront sur le bénéfice :

- Diminution de la charge d'amortissement par suite des pertes de valeur constatées dans le bilan d'ouverture, de la décomptabilisation d'actifs et de la réduction de l'actif au titre de la mise hors service d'immobilisations;
- Diminution de la charge de désactualisation par suite de la diminution du taux d'actualisation;
- Retraitement de la charge de rémunération à base d'actions par suite de la réévaluation des attributions réglées en trésorerie à la juste valeur pour chaque période de présentation de l'information financière;
- Reclassements aux divers postes des états financiers de montants se rapportant aux actifs détenus en vue de la vente auparavant présentés dans les activités

abandonnées aux termes des PCGR du Canada. Les actifs cédés ne répondaient pas à la définition d'activités abandonnées aux termes des IFRS, ce qui a donné lieu à d'autres reclassements à l'état consolidé du résultat étendu.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

D'après leur évaluation arrêtée en date du 31 décembre 2010, le chef de la direction et le chef des finances de la Société ont conclu que les contrôles et procédures à l'égard de la présentation de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la Securities Exchange Act of 1934 des États-Unis (la « Loi de 1934 ») de la Société étaient efficaces et permettaient de garantir que les informations que la Société est tenue de présenter dans les rapports qu'elle dépose ou soumet 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 2010, il ne s'était produit, pendant l'exercice 2010, aucun changement ayant nui considérablement ou pouvant, selon des estimations raisonnables, nuire considérablement au 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) de la Société. La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera 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 clos le 31 décembre 2010, selon cette évaluation, les contrôles internes de l'information financière de la Société n'ont révélé aucune faiblesse d'importance.

La Société poursuit l'intégration du contrôle interne à l'égard de l'information financière historique de l'ancienne Petro-Canada au contrôle interne à l'égard de l'information financière de Suncor. Cette intégration se traduira par des changements dans les contrôles dans les exercices ultérieurs, mais il n'est pas encore possible de dire si ces changements auront une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Le processus d'intégration devrait être pratiquement achevé d'ici la fin de 2011.

L'efficacité de nos contrôles internes sur la présentation de l'information financière au 31 décembre 2010 a fait l'objet

d'un audit 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 audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

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.

PERSPECTIVES

Des précisions sur les dépenses en immobilisations et la production prévues en 2011 de Suncor sont fournies dans son communiqué du 17 décembre 2010, lequel n'est pas intégré par renvoi aux présentes, ainsi que sur son site Web, à l'adresse www.suncor.com/guidance.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, le rendement du capital investi et les

charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR du Canada.

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

Bénéfice d'exploitation

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

Rendement du capital investi (RCI)

Le rendement du capital investi est présenté parce que la direction l'utilise pour analyser le rendement d'exploitation, l'endettement et la liquidité.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf le RCI)	2010	2009	2008
Bénéfice net ajusté			
Bénéfice net	3 571	1 146	2 137
Plus les charges (produits) de financement après impôts	(80)	(509)	852
	A	637	2 989
Capital investi – début de l'exercice			
Dette à court terme et dette à long terme, moins trésorerie et équivalents de trésorerie	13 377	7 226	3 248
Capitaux propres	34 111	14 523	11 896
	B	21 749	15 144
Capital investi – fin de l'exercice			
Dette à court terme et dette à long terme, moins trésorerie et équivalents de trésorerie	11 112	13 377	7 226
Capitaux propres	36 721	34 111	14 523
	C	47 488	21 749
Capital investi moyen⁽¹⁾	D	35 128	18 447
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	E	10 655	5 149
RCI (en pourcentage)	A/(D-E)	10,1	22,5

(1) Le capital investi moyen pour 2008 est calculé selon une moyenne simple (B+C)/2. Pour les exercices 2010 et 2009, en raison de l'important capital investi ayant été acquis par suite de la fusion avec Petro-Canada, le capital investi moyen est calculé selon une moyenne mensuelle pondérée.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Gaz naturel			International et extracôtier		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies	1 492	557	2 875	(277)	(185)	34	1 114	323	—
Ajustements au titre des éléments suivants :									
Amortissement et épuisement	1 318	922	580	773	287	137	1 172	299	—
Impôts futurs	484	(643)	535	(96)	(47)	(7)	108	48	—
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	120	111	55	29	14	4	27	10	—
Perte (gain) non réalisée découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(316)	960	(590)	—	—	—	—	—	—
Perte (gain) à la cession d'actifs	14	70	36	(132)	(20)	(22)	2	—	—
Rémunération à base d'actions	48	90	54	12	19	4	18	12	—
Gain au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	(438)	—	—	—	—	—	—	—
Autres	(391)	(378)	(38)	(6)	(11)	(13)	8	40	—
Frais d'exploration	—	—	—	17	120	61	63	6	—
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	2 769	1 251	3 507	320	177	198	2 512	738	—
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées	—	—	—	125	152	169	367	213	—
Total des flux de trésorerie liés à l'exploitation	2 769	1 251	3 507	445	329	367	2 879	951	—

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Raffinage et commercialisation			Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies	801	407	(22)	(442)	104	(805)	2 688	1 206	2 082
Ajustements au titre des éléments suivants :									
Amortissement et épuisement	475	317	198	75	35	46	3 813	1 860	961
Impôts futurs	261	99	(14)	(202)	(85)	(55)	555	(628)	459
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2	1	1	—	—	—	178	136	60
Perte (gain) non réalisée découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	(426)	(858)	919	(426)	(858)	919
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	(14)	27	31	34	(75)	(285)	980	(638)
Perte (gain) à la cession d'actifs	(30)	16	6	39	—	(7)	(107)	66	13
Rémunération à base d'actions	40	35	16	(4)	106	(96)	114	262	(22)
Gain au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	—	—	—	—	—	(438)	—
Autres	(13)	60	8	(44)	11	36	(446)	(278)	(7)
Frais d'exploration	—	—	—	—	—	—	80	126	61
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 536	921	220	(973)	(653)	(37)	6 164	2 434	3 888
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées	—	—	—	—	—	—	492	365	169
Total des flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 536	921	220	(973)	(653)	(37)	6 656	2 799	4 057

AVIS JURIDIQUE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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, y compris les attentes et hypothèses sur ce qui suit : l'exactitude des estimations des ressources et des réserves; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et la législation fiscale; les taux de production futurs; le caractère suffisant des dépenses en immobilisations budgétées pour effectuer les activités prévues; la disponibilité de la main-d'œuvre et le coût des services; et l'obtention, en temps opportun, de l'approbation des organismes de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation et de résultats financiers, et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « à l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- Notre projet pour 2011 d'affecter environ 2,8 milliards \$ à un éventail de projets de croissance du secteur Sables pétroliers, dans le cadre de nos dépenses en immobilisations globales prévues de 6,7 milliards \$ pour 2011;
- L'entente de partenariat stratégique de Suncor avec Total, laquelle devrait être conclue à la fin du premier trimestre de 2011, et ses modalités, notamment la contrepartie que Suncor recevra (environ 1,75 milliard \$) et les actifs qui devraient être échangés entre les parties : Total fera l'acquisition d'une participation de 49 % dans l'usine de valorisation Voyageur de Suncor et d'une participation supplémentaire de 19,2 % dans le projet Fort Hills et Suncor fera l'acquisition d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn;
- Les échéanciers et les plans relatifs à l'usine de valorisation Voyageur, à la mine Fort Hills et à la mine Joslyn;
- La vente par Suncor de certains actifs extracôtiers du Royaume-Uni et sa réalisation prévue au cours du premier semestre de 2011;
- La technique de gestion des résidus TRO™ exclusive de Suncor, qui devrait permettre de réduire considérablement les délais de remise en état des bassins de résidus et le plan qui prévoit l'achèvement d'ici la fin de 2012 de ce projet, à l'égard duquel les dépenses en immobilisations cumulées devraient dépasser 1,0 milliard \$;
- La révision planifiée de l'usine de valorisation 2 du secteur Sables bitumineux d'une durée de six semaines au deuxième trimestre de 2011 et la prévision que les volumes de production seront réduits d'environ 215 000 barils par jour pour la durée de la révision;
- Le programme d'entretien des installations à quai d'une durée de 15 semaines prévu en 2011 à Terra Nova et la prévision selon laquelle les volumes de production seront

réduits d'environ 25 000 barils par jour pour la durée de la révision;

- Les révisions, notamment la révision de routine planifiée d'une durée de trois semaines à White-Rose, l'arrêt d'une durée d'une semaine à Buzzard et les révisions majeures planifiées des raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City en 2011;
- L'agrandissement planifié de la phase 3 de Firebag, qui devrait entrer en production vers la fin du deuxième trimestre de 2011, le volume augmentant graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois pour atteindre 62 500 barils de bitume par jour;
- L'agrandissement planifié de la phase 4 de Firebag, qui devrait entrer en production vers la fin du premier trimestre de 2013, le volume augmentant graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois pour atteindre 62 500 barils de bitume par jour;
- Le projet d'unité de naphta Millenium, qui devrait être achevé d'ici la fin de 2011;
- Le raccordement prévu des puits des programmes de forage de Suncor menés dans la région de Ferrier, dans le centre de l'Alberta, et dans la région de Pouce Coupe, dans l'ouest de l'Alberta, au premier trimestre de 2011;
- Les forages planifiés dans les extensions North Amethyst et West White Rose à White Rose;
- La production prévue pour la première phase de la partie West White Rose de l'extension de White Rose (début de la production prévu d'ici la mi-2011), du projet d'extension Hibernia South (début de la production prévu à la mi-2011), et Hebron (début de la production prévu en 2017);
- La réalisation prévue d'ici la fin de 2011 du projet d'énergie éolienne à Wintering Hills et la prévision que le projet produira suffisamment d'électricité pour alimenter environ 35 000 maisons en Alberta et compenser 200 000 tonnes de dioxyde de carbone par année;
- La réalisation prévue du projet d'énergie éolienne Kent Breeze (à la mi-2011).
- Le fait que la direction croit que Suncor disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations pour 2011 et satisfaire ses exigences courantes en matière de fonds de roulement, et qu'elle pourra obtenir, au besoin, du financement additionnel aux conditions et aux taux courants sur les marchés des capitaux d'emprunt.
- Les répercussions prévues du passage aux IFRS

Le présent rapport de gestion renferme également des énoncés et des renseignements de nature prospective concernant la clôture prévue de la transaction proposée avec Total E&P Canada Ltd., notamment concernant la date prévue de cette clôture, et l'opération visant la vente de nos actifs non essentiels du Royaume-Uni. Suncor a formulé ces prévisions en se fondant sur certaines hypothèses qu'elle juge raisonnables à l'heure actuelle, notamment des hypothèses quant au moment où elle obtiendra les approbations nécessaires des organismes de réglementation, des tribunaux et des autres tiers et quant au délai requis pour remplir toutes les conditions préalables à la clôture de la transaction. Les dates prévues pourraient changer pour plusieurs raisons, y compris des délais imprévus dans l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation ou d'autres tiers ou encore des délais occasionnés par l'incapacité de réunir toutes les conditions préalables à la clôture aussi rapidement que prévu. Il se pourrait que la clôture de la transaction n'ait pas lieu aux dates prévues ou, même, qu'elle n'ait pas lieu du

tout. Ainsi, en conséquence de tous les facteurs précités, les lecteurs ne devraient pas accorder une importance indue aux énoncés et aux renseignements prospectifs relatifs à cette transaction figurant dans le présent rapport de gestion.

Les énoncés et renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont uniques à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs et le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

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

Facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères :

- Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.
- Notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et de financer les investissements de maintien dans un contexte de volatilité du prix des marchandises.
- Approvisionnement en bitume. La non-disponibilité de bitume venant des tiers, la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations in situ pourraient avoir une incidence sur les objectifs de production.
- La performance des installations récemment mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage d'un nouveau matériel sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance imprévues.
- Notre capacité de gérer les coûts de production. Les charges d'exploitation sont soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et sont influencées par la volatilité du prix du gaz naturel utilisé comme source d'énergie dans le procédé de traitement des sables pétrolifères et par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés. Nous continuons de gérer ces risques en appliquant des stratégies visant notamment à mettre en place des technologies susceptibles de faciliter la gestion de la demande de main-d'œuvre opérationnelle, à compenser les achats de gaz naturel par une production interne, à trouver des technologies moins tributaires du gaz naturel comme source d'énergie et à améliorer les programmes de maintenance préventive.
- Notre capacité de gérer les projets en respectant les échéanciers et les budgets prévus. Cette capacité peut être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures à Fort McMurray même et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement). Nous continuons de gérer ces questions en mettant en œuvre une stratégie holistique de recrutement et de maintien du personnel, en travaillant avec la collectivité à déterminer les besoins en matière d'infrastructures, en concevant les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères de façon à réduire les coûts unitaires, en concluant des alliances stratégiques avec des fournisseurs de services et en optimisant tous les aspects de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la gestion de projet.

- Les fluctuations potentielles de la demande de charges d'alimentation de raffineries et de combustible diesel. Nous atténuons l'incidence de ce facteur en concluant des accords d'approvisionnement à long terme avec des clients importants, en élargissant notre clientèle et en offrant une variété de mélanges de charges d'alimentation de raffineries pour répondre aux spécifications des clients.
- La volatilité des écarts de prix entre les pétroles bruts légers et lourds et peu sulfureux et sulfureux.
- Les contraintes logistiques et la variabilité de la demande sur le marché, qui peuvent influencer sur les mouvements du pétrole brut. Ces facteurs peuvent être difficiles à prévoir et à maîtriser.
- Les modifications apportées à la législation sur les redevances et les impôts et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume). Bien que les régimes fiscaux en Alberta et au Canada soient généralement stables comparativement à ceux de nombreux territoires à l'échelle internationale, le traitement aux fins des redevances et des impôts est soumis à un examen périodique dont le résultat n'est pas prévisible et qui peut entraîner des changements importants dans les investissements planifiés de la Société et les taux de rendement des investissements existants.
- Nos relations avec les syndicats. Les conflits de travail peuvent avoir une incidence négative sur les activités et les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères.

Facteurs influant sur les activités de notre secteur Gaz naturel :

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

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

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

Ces risques peuvent entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon de projets ou d'agrandissements de projets existants.

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

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

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

Autres risques, incertitudes et facteurs

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats réels de tous les secteurs de Suncor sont, entre autres, les suivants : l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de façon soutenue et concurrentielle des réserves pouvant être exploitées de façon rentable; la réussite des stratégies de couverture; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie approprié; les changements dans la conjoncture économique, des conditions du marché et des conditions commerciales; notre capacité de financer les dépenses d'investissement visant à remplacer les réserves ou à accroître la capacité de traitement dans une conjoncture volatile au chapitre du prix et du crédit; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la volatilité du prix du gaz naturel et de celui des liquides n'est pas prévisible et peut avoir une incidence importante sur le chiffre d'affaires; la capacité de Suncor de s'adapter à l'évolution des marchés et d'obtenir à temps l'approbation des organismes de réglementation; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques et les

incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans les zones d'exploitation de Suncor (ces risques pourraient entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon d'un projet); l'exécution efficace des révisions planifiées; l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement de 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 nos négociations avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume et l'examen par le gouvernement du Canada de la réglementation proposée à l'égard des rejets de gaz à effet de serre); la capacité et la volonté des parties avec lesquelles Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société (notamment en ce qui a trait aux cessions d'actifs prévues); les risques et incertitudes liés à la capacité à remplir les conditions de clôture de toute vente d'actifs de Suncor, à l'échéancier de la clôture et à la contrepartie à recevoir pour les ventes d'actifs prévues de Suncor, y compris la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute approbation requise des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, bris d'équipement et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues; les risques liés à l'intégration de Suncor et de Petro-Canada après la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

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

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. 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. 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 d'audit interne, qui procède à des audits périodiques de l'information financière de la Société.

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

Le comité d'audit 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 auditeurs internes de la Société. Il recommande au conseil d'administration la candidature de l'auditeur externe devant être nommé par les actionnaires à chaque assemblée annuelle et s'assure de l'indépendance et de l'efficacité de son travail. De plus, il passe en revue, conjointement avec la direction et l'auditeur externe, 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 d'audit 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 auditeurs internes et l'auditeur externe, PricewaterhouseCoopers s.r.l/s.e.n.c.r.l., peuvent communiquer en tout temps avec la Société, le comité d'audit et le conseil d'administration.



Richard L. George
Président et
chef de la direction



Bart Demosky
Chef des Finances

Le 24 février 2011

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. 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.
3. 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 2010 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 2010. 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.
4. L'appréciation de la direction de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2010 a fait l'objet d'un audit par l'auditeur indépendant PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comme l'indique le rapport de l'auditeur figurant aux présentes.



Richard L. George
Président et
chef de la direction



Bart Demosky
Chef des Finances

Le 24 février 2011

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

AUX ACTIONNAIRES DE SUNCOR ÉNERGIE INC.

Nous avons effectué l'audit intégré des états financiers consolidés de Suncor Énergie Inc. pour les exercices 2010, 2009 et 2008 et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2010. Nos opinions, fondées sur notre audit, sont présentées ci-après.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. (la « Société »), qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2010 et 2009 et 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 close le 31 décembre 2010 ainsi que les notes afférentes, y compris un résumé des principales méthodes comptables.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Les normes d'audit généralement reconnues du Canada requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir par sondage des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit sur les états financiers consolidés.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2010 et 2009, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2010 conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

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

Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2010 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.

Responsabilité de la direction

La direction 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.

Responsabilité de l'auditeur

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 audit. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a été effectué conformément aux normes établies par le Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'auditeur planifie et réalise l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances.

Nous estimons que les éléments probants recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

Définition du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour 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 du Canada. Il comprend les principes et procédures qui : i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de l'entité; 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 du Canada et que les encaissements et décaissements de l'entité ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et des administrateurs de la société; iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de l'entité qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

Limites inhérentes

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 anomalies. 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.

Opinion

À notre avis, la Société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2010 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le COSO.

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

Comptables agréés
Calgary (Alberta)

Le 24 février 2011

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Produits			
Produits d'exploitation (note 21)	33 198	17 977	17 920
Moins les redevances (note 4)	(1 937)	(1 150)	(822)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	31 261	16 827	17 098
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie (notes 7 et 21)	2 700	7 577	11 320
Intérêts et autres produits (notes 3 et 5)	389	444	28
	34 350	24 848	28 446
Charges			
Achats de pétrole brut et de produits	14 911	7 388	7 606
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (note 20)	7 810	6 430	4 146
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie (notes 7 et 21)	2 598	7 381	11 323
Transport	656	396	240
Amortissement et épuisement (note 15)	3 813	1 860	961
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	178	136	60
Exploration	197	209	90
Perte (gain) à la cession d'actifs	(107)	66	13
Frais de démarrage de projets	77	51	35
Charges (produits) de financement (note 8)	(30)	(488)	917
	30 103	23 429	25 391
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	4 247	1 419	3 055
Charges (économie) d'impôts (note 9)			
Impôts exigibles	1 004	841	514
Impôts futurs	555	(628)	459
	1 559	213	973
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	2 688	1 206	2 082
Bénéfice (perte) net lié aux activités abandonnées (note 6)	883	(60)	55
Bénéfice net	3 571	1 146	2 137
Bénéfice net lié aux activités poursuivies par action ordinaire (en dollars)			
De base	1,72	1,01	2,23
Dilué	1,71	1,00	2,20
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars) (note 10)			
De base	2,29	0,96	2,29
Dilué	2,27	0,95	2,26
Dividendes en trésorerie par action ordinaire (en dollars)	0,40	0,30	0,20

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Bénéfice net	3 571	1 146	2 137
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts			
Variation de l'écart de conversion	(503)	(332)	350
Reclassement dans le bénéfice net	53	—	—
Gain (perte) sur les contrats dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	—	—	(7)
Reclassement dans le bénéfice net	(1)	2	7
Résultat étendu	3 120	816	2 487

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents (note 11)	1 077	505
Débiteurs	5 253	3 703
Stocks (note 13)	3 141	2 947
Impôts à recouvrer	734	587
Impôts futurs (note 9)	210	332
Actifs des activités abandonnées (note 6)	98	257
Total de l'actif à court terme	10 513	8 331
Immobilisations corporelles, montant net (note 14)	55 290	54 198
Autres actifs (note 16)	451	491
Écart d'acquisition (note 2)	3 201	3 201
Impôts futurs (note 9)	56	193
Actifs des activités abandonnées (note 6)	658	3 332
Total de l'actif	70 169	69 746

Passif et capitaux propres

Passif à court terme		
Dette à court terme	2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme	518	25
Créditeurs et charges à payer (note 18)	6 942	6 307
Impôts à payer	929	1 254
Impôts futurs (note 9)	37	18
Passifs des activités abandonnées (note 6)	98	242
Total du passif à court terme	8 526	7 848
Dette à long terme (note 17)	11 669	13 855
Charges à payer et autres passifs (note 18)	4 154	4 372
Impôts futurs (note 9)	8 615	8 367
Passifs des activités abandonnées (note 6)	484	1 193
Capitaux propres (voir ci-dessous)	36 721	34 111
Total du passif et des capitaux propres	70 169	69 746

Engagements et éventualités (note 24)

CAPITAUX PROPRES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Nombre (en milliers)	2010	Nombre (en milliers)	2009
Capital-actions (note 20)	1 565 489	20 188	1 559 778	20 053
Surplus d'apport		505		526
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 22)		(684)		(233)
Bénéfices non répartis		16 712		13 765
Total des capitaux propres		36 721		34 111

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvé au nom du conseil d'administration,



Richard L. George
Administrateur

Le 24 février 2011



Brian A. Canfield
Administrateur

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Activités d'exploitation			
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	2 688	1 206	2 082
Ajustements pour :			
Amortissement et épuisement	3 813	1 860	961
Impôts futurs	555	(628)	459
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	178	136	60
Perte (gain) de change non réalisée sur la dette à long terme libellée en dollars américains (note 8)	(426)	(858)	919
Variation de la juste valeur des contrats dérivés (note 21)	(285)	980	(638)
Perte (gain) à la cession d'actifs	(107)	66	13
Rémunération à base d'actions	114	262	(22)
Gain sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada (note 3)	—	(438)	—
Autre	(446)	(278)	(7)
Frais d'exploration	80	126	61
Variation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation (note 12)	(1 230)	(237)	403
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	4 934	2 197	4 291
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	552	378	171
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	5 486	2 575	4 462
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	(5 833)	(4 020)	(7 947)
Autres investissements	3	(9)	(18)
Trésorerie acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 3)	—	248	—
Produit de la cession d'actifs	307	148	33
Variation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'investissement (note 12)	(196)	(791)	415
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement poursuivies	(5 719)	(4 424)	(7 517)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement abandonnées	2 607	(247)	(73)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 112)	(4 671)	(7 590)
Activités de financement			
Variation de la dette à court terme	—	—	(1)
Produit net de l'émission de titres d'emprunt à long terme	—	—	2 704
Variation des emprunts renouvelables	(1 257)	2 325	422
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime d'options sur actions	81	41	190
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(611)	(401)	(180)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 787)	1 965	3 135
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	587	(131)	7
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(15)	(24)	84
Trésorerie et équivalents au début de la période	505	660	569
Trésorerie et équivalents à la fin de la période	1 077	505	660

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis
Au 31 décembre 2007	881	194	(253)	11 074
Bénéfice net	—	—	—	2 137
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(180)
Émission contre versement au comptant aux termes du régime d'options sur actions	226	(36)	—	—
Émission aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	(6)
Charges de rémunération à base d'actions	—	120	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	10	—	—
Autres éléments du résultat étendu	—	—	350	—
Au 31 décembre 2008	1 113	288	97	13 025
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)
Charge de rémunération à base d'actions	—	103	—	—
Émission d'actions pour l'acquisition de Petro-Canada (note 3)	18 878	—	—	—
Juste valeur des options sur actions de Petro-Canada échangées contre des options sur actions de Suncor (note 3)	—	147	—	—
Avantage fiscal de la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	4	—	—
Autres éléments du résultat étendu	—	—	(330)	—
Au 31 décembre 2009	20 053	526	(233)	13 765
Bénéfice net	—	—	—	3 571
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(611)
Émission contre versement au comptant aux termes du régime d'options sur actions	122	(34)	—	—
Émission aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	13	—	—	(13)
Charge de rémunération à base d'actions	—	13	—	—
Autres éléments du résultat étendu	—	—	(451)	—
Au 31 décembre 2010	20 188	505	(684)	16 712

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

SUNCOR ÉNERGIE INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé au Canada. Les activités de Suncor portent notamment sur la mise en valeur à la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada.

(a) Périmètre 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. Les différences qui s'appliquent aux états financiers de la Société sont quantifiées et expliquées à la note 26.

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Suncor 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. 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 avantages sociaux futurs, l'évaluation et l'amortissement des immobilisations corporelles, la répartition du prix d'achat, l'évaluation de l'écart d'acquisition, les impôts sur les bénéfices et les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel.

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 brut et de gaz naturel représentent la quote-part découlant de la participation directe de Suncor avant déduction des redevances payables aux gouvernements et aux autres propriétaires d'intérêts miniers. L'écart entre le pétrole brut et le gaz naturel vendus et la quote-part de la production revenant à la Société donne lieu à des enlèvements déficitaires ou excédentaires. Les enlèvements déficitaires sont inscrits dans les débiteurs à la valeur de marché et entraînent une augmentation correspondante des produits, tandis que les enlèvements excédentaires sont inscrits dans les créditeurs à la valeur de marché et entraînent une diminution correspondante des produits.

Les ventes intersectorielles du pétrole brut et du gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché. Les gains et les pertes intersectorielles sont éliminés à la consolidation.

Les résultats des activités internationales menées en vertu de contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) sont comptabilisés en fonction de la participation directe de la Société. En vertu des CEPP, la Société et d'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.

Les contrats financiers et physiques conclus à des fins de transaction sont considérés comme étant des instruments financiers dérivés et toute variation de la juste valeur est comptabilisée sur une base nette dans les produits des activités

d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie. Le règlement des contrats d'achat et de vente physiques conclus par la Société pour son propre usage est comptabilisé sur une base brute dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie et les charges des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

(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 et du résultat étendu.

(d) Conversion de devises

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 afférents, 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.

Les activités du secteur International, les activités de raffinage et de commercialisation aux États-Unis et les activités d'autoassurance 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.

(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 que reçoit la Société sont portés en diminution des dépenses auxquelles ils se rapportent.

(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 possibilité de versement au comptant ou comportant une composante de droits à la plus-value, 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.

(g) Trésorerie et équivalents

La trésorerie et ses 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 plus faible du coût et à la valeur de réalisation nette. Le coût est établi selon la méthode du premier entré, premier sorti (PEPS) et correspond aux dépenses directes et indirectes engagées pour amener un article ou un produit à son état et à son emplacement actuels.

Les stocks de matières et de fournitures sont évalués 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 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 dans les gains ou les pertes dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

(i) Placements

Les placements dans les sociétés sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisés à la valeur de consolidation. Les autres placements sont inscrits au coût.

(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 de forage d'exploration sont d'abord capitalisés en attendant l'évaluation qui permettra de déterminer si des réserves suffisantes aux fins de la production commerciale ont été trouvées. Si les réserves trouvées ne sont pas suffisantes, les frais de forage d'exploration sont passés en charges à titre de coûts des forages improductifs. Tous les autres frais d'exploration, y compris les frais de géologie et de géophysique, sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Les frais de mise en valeur et les 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 maintenance, 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 sont passés en charges à titre de charges d'exploitation.

Les frais de mise en valeur engagés pour accroître la capacité des mines existantes ou pour mettre en valeur des zones minières bien avant la production courante sont également capitalisés. Les frais de forage et les coûts des levés sismiques dans les zones minières autorisées par la réglementation sont capitalisés lorsque le calendrier prévu de mise en valeur ne dépasse pas dix ans.

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 en cours 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 ou que les travaux de construction sont interrompus.

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 au cours de laquelle 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 sur des périodes allant de deux à 20 ans. Les installations d'extraction et de valorisation minière et d'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 frais associés 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, qui varie de trois à 40 ans.

Les arrêts de maintenance majeure planifiés sont capitalisés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période menant au prochain arrêt, qui varie de trois à neuf ans.

Les taux d'amortissement et d'épuisement 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.

(k) Actifs incorporels

Les actifs incorporels, autres que l'écart d'acquisition, comprennent les listes de clients et la valeur de la marque acquises et sont inclus au 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 comptabilisées de manière prospective.

(l) Dépréciation

Les immobilisations corporelles font l'objet d'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 à la charge d'amortissement et d'épuisement. Lorsqu'elle effectue un test de dépréciation des biens non prouvés, Suncor tient compte des projets futurs, de la durée résiduelle des contrats de location et d'autres facteurs susceptibles d'indiquer une dépréciation.

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 recouvrable. 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 le justifient. Si la valeur recouvrable nette estimée est inférieure à la valeur comptable nette, l'actif est ramené à sa valeur recouvrable nette par comptabilisation d'une dépréciation dans la charge d'amortissement et d'épuisement de la période.

(m) Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition, qui représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur de l'actif net, se rapporte essentiellement à l'acquisition de Petro-Canada par la Société. La valeur comptable de l'écart d'acquisition de chaque unité d'exploitation 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 sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur la juste valeur de l'écart d'acquisition est constatée.

(n) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Un passif, établi selon les lois en vigueur et la pratique courante du secteur, est constaté au titre des obligations futures liées à la mise hors service des immobilisations. La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est actualisée selon un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit de la société et est ajoutée à la valeur comptable de l'actif connexe et amorti de la même façon que l'actif sous-jacent. Le passif augmente jusqu'au règlement prévu, les charges réelles étant imputées au passif. 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 variation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations et des actifs connexes.

(o) Régimes de rémunération à base d'actions

Les régimes de rémunération à base d'actions de la Société consistent en l'attribution d'options sur actions, de droits à la plus-value des actions et d'unités d'actions aux cadres, aux salariés et aux administrateurs non salariés.

Dans le cas des options sur actions conférant au porteur le droit d'acheter une action ordinaire à un prix fixé d'avance, la charge est fondée sur les justes valeurs des options au moment de l'attribution et est comptabilisée sur 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 et le surplus d'apport qui y est associé sont portés en diminution du capital-actions.

Les droits à la plus-value des actions, les unités d'actions et les options sur actions qui peuvent être réglées en espèces sont évalués 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 des options en fonction de l'écart entre le cours des actions sous-jacentes et le prix d'exercice des options. 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 portés en diminution du capital-actions.

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.

La charge de la rémunération à base d'actions est comptabilisée au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

(p) 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.

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 probables 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. L'excédent du gain ou de la perte actuarielle net cumulé non amorti sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs du régime au début de l'exercice, selon le plus élevé des deux, est amorti sur la durée résiduelle moyenne prévue de service des salariés actifs.

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

(q) 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 instruments financiers dérivés sont considérés comme détenus à des fins de transaction, à moins qu'ils soient désignés comme instruments de couverture. 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 débiteurs en tant que prêts et créances, et les créditeurs et charges à payer, la dette à court terme, la dette à long terme et les charges à payer et autres passifs en tant qu'autres passifs financiers.

La Société amortit les coûts de transaction et les primes ou escomptes liés à l'émission de la dette à long terme selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Instruments financiers dérivés

La Société a recours à des instruments financiers dérivés à des fins de gestion des risques, notamment pour gérer une certaine exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change, ainsi qu'à des fins boursières. Les gains et les pertes découlant des activités de gestion des risques sont constatés au même poste où est classé l'élément sous-jacent. L'incidence des activités boursières sur le résultat est constatée sur une base nette dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

Comptabilité de couverture

La Société peut appliquer la comptabilité de couverture aux contrats qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, notamment les couvertures de juste valeur et les couvertures de flux de trésorerie. 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 la partie couverte de l'élément sous-jacent 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 puis passées en résultat net lorsque l'élément couvert est réalisé. Les couvertures désignées sont évaluées 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 et de quantifier toute inefficacité dans la relation. Toute partie inefficace des couvertures désignées est aussitôt comptabilisée en résultat net.

(r) Récentes recommandations en matière de normes comptables

Regroupement d'entreprises

En 2009, l'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », qui remplace le chapitre 1581, ainsi que les chapitres 1601, « États financiers consolidés », et 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle », qui remplacent le chapitre 1600, « États financiers consolidés ». 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 ne donnant pas le contrôle au moment d'un regroupement d'entreprises. L'application prospective des normes est entrée en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011.

Bien que l'adoption anticipée des nouvelles normes ait été autorisée, la Société a décidé d'appliquer le chapitre 1581 au regroupement d'entreprises avec Petro-Canada qui a eu lieu en août 2009.

2. INFORMATION SECTORIELLE

La Société a classé ses activités poursuivies comme suit :

- Le secteur Sables pétrolifères englobe les activités dans le nord-est de l'Alberta visant à mettre en valeur et à produire du pétrole brut synthétique et des produits connexes grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant des installations d'exploitation minière et des installations d'exploitation *in situ*.
- Le secteur Gaz naturel englobe les activités d'exploration et de production liées au gaz naturel, au pétrole brut et aux liquides de gaz naturel dans l'Ouest du Canada principalement.
- Le secteur International et extracôtier englobe les activités au large de la côte Est du Canada, ce qui inclut les participations dans les champs de pétrole Hibernia, Terra Nova, White Rose et Hebron, et les activités d'exploration et de production liées au pétrole brut et au gaz naturel au Royaume-Uni (R.-U.), en Libye, en Syrie et en Norvège.
- Le secteur Raffinage et commercialisation englobe 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 au Canada et aux États-Unis, ainsi qu'une usine de lubrifiants située dans l'Est du Canada.
- Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations englobe la participation de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les activités de négociation de l'énergie avec des tiers et les autres activités qui ne sont pas directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

En 2010, la Société a regroupé ses secteurs International et Côte Est du Canada afin de former le secteur International et extracôtier. Toutes les données des périodes antérieures ont été reclassées afin de les rendre conformes à cette nouvelle répartition sectorielle. Les activités abandonnées sont décrites à la note 6.

Résultats sectoriels des activités poursuivies

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Gaz naturel			International et extracôtier		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
RÉSULTATS									
Produits									
Produits d'exploitation	7 028	4 135	8 045	682	338	437	4 654	1 526	—
Produits intersectoriels	2 758	2 609	1 309	124	121	34	593	159	—
Moins les redevances	(681)	(645)	(715)	(76)	(36)	(107)	(1 180)	(469)	—
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	9 105	6 099	8 639	730	423	364	4 067	1 216	—
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Intérêts et autres produits	318	440	—	4	—	—	256	1	—
	9 423	6 539	8 639	734	423	364	4 323	1 217	—
Charges									
Achats de pétrole brut et de produits	1 070	325	574	—	—	—	302	33	—
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 545	4 277	3 203	338	233	120	414	164	—
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport	291	248	229	94	41	11	89	38	—
Amortissement et épuisement	1 318	922	580	773	287	137	1 172	299	—
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	120	111	55	29	14	4	27	10	—
Exploration	6	10	17	14	125	73	177	74	—
Perte (gain) à la cession d'actifs	14	70	36	(132)	(20)	(22)	2	—	—
Frais de démarrage de projets	74	51	35	—	—	—	3	—	—
Charges (produits) de financement	(1)	1	—	(1)	—	—	(18)	(1)	—
	7 437	6 015	4 729	1 115	680	323	2 168	617	—
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices									
	1 986	524	3 910	(381)	(257)	41	2 155	600	—
Impôts sur les bénéfices	494	(33)	1 035	(104)	(72)	7	1 041	277	—
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies									
	1 492	557	2 875	(277)	(185)	34	1 114	323	—
DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS ET FRAIS D'EXPLORATION – activités poursuivies									
	(3 709)	(2 831)	(7 413)	(170)	(228)	(269)	(927)	(511)	—

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Raffinage et commercialisation			Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
RÉSULTATS									
Produits									
Produits d'exploitation	20 769	11 800	9 257	65	178	181	33 198	17 977	17 920
Produits intersectoriels	249	51	—	(3 724)	(2 940)	(1 343)	—	—	—
Moins les redevances	—	—	—	—	—	—	(1 937)	(1 150)	(822)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	21 018	11 851	9 257	(3 659)	(2 762)	(1 162)	31 261	16 827	17 098
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	2 700	7 577	11 320	2 700	7 577	11 320
Intérêts et autres produits	44	—	1	(233)	3	27	389	444	28
	21 062	11 851	9 258	(1 192)	4 818	10 185	34 350	24 848	28 446
Charges									
Achats de pétrole brut et de produits	17 100	9 607	8 367	(3 561)	(2 577)	(1 335)	14 911	7 388	7 606
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 192	1 284	719	321	472	104	7 810	6 430	4 146
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	—	—	—	2 598	7 381	11 323	2 598	7 381	11 323
Transport	200	87	16	(18)	(18)	(16)	656	396	240
Amortissement et épuisement	475	317	198	75	35	46	3 813	1 860	961
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2	1	1	—	—	—	178	136	60
Exploration	—	—	—	—	—	—	197	209	90
Perte (gain) à la cession d'actifs	(30)	16	6	39	—	(7)	(107)	66	13
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	77	51	35
Charges (produits) de financement	9	4	—	(19)	(492)	917	(30)	(488)	917
	19 948	11 316	9 307	(565)	4 801	11 032	30 103	23 429	25 391
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices									
	1 114	535	(49)	(627)	17	(847)	4 247	1 419	3 055
Impôts sur les bénéfices	313	128	(27)	(185)	(87)	(42)	1 559	213	973
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies									
	801	407	(22)	(442)	104	(805)	2 688	1 206	2 082
DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS ET FRAIS D'EXPLORATION – activités poursuivies									
	(667)	(380)	(207)	(360)	(70)	(58)	(5 833)	(4 020)	(7 947)

Écart d'acquisition et total de l'actif par secteur

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Écart d'acquisition		Total de l'actif	
	2010	2009	2010	2009
Sables pétroliers	3 019	3 019	40 246	37 553
Gaz naturel	—	—	3 091	3 369
International et extracôtier	—	—	12 232	12 729
Raffinage et commercialisation	182	182	11 778	10 304
Siège social	—	—	2 066	2 202
Activités abandonnées	—	—	756	3 589
Total	3 201	3 201	70 169	69 746

Données par secteur géographique

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Produits⁽¹⁾			
Canada	27 217	20 184	23 742
États-Unis	4 804	4 010	4 794
Autres	3 199	1 286	101
Total	35 220	25 480	28 637

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
Total de l'actif		
Canada	58 676	54 259
États-Unis	3 332	5 239
Autres	8 161	10 248
Total	70 169	69 746

3. REGROUPEMENT D'ENTREPRISES AVEC PETRO-CANADA

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

Le calcul du prix d'achat et la répartition définitive aux actifs acquis et passifs repris au 1^{er} août 2009 se présentent comme suit :

(en millions de dollars)

Calcul du prix d'achat :

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
Coûts de transaction	167
Règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	438
Prix d'achat total	19 630

Répartition du prix d'achat :

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

Répartition de l'écart d'acquisition :

Sables pétrolifères	3 019
Raffinage et commercialisation	159
Total de l'écart d'acquisition	3 178

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

Les 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.

Suncor et Petro-Canada avaient conclu, avant la fusion, un contrat de paiement à l'acte, aux termes duquel Suncor avait commencé, le 1^{er} janvier 2009, à valoriser le bitume fourni par Petro-Canada. À la date de la fusion, les termes du contrat se sont avérés favorables pour Suncor et la juste valeur de 438 millions \$ attribuée au contrat a été constatée au poste « Intérêts et autres produits ».

4. MÉTHODE D'ÉVALUATION DU BITUME

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

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

5. NOUVELLE DÉTERMINATION DES PARTICIPATIONS DIRECTES DE TERRA NOVA

Au quatrième trimestre de 2010, les copropriétaires des champs de pétrole Terra Nova ont achevé la nouvelle détermination des participations directes devant être effectuée, conformément aux modalités de l'entente de développement et d'exploitation de Terra Nova, à la suite de l'atteinte du seuil de rentabilité le 1^{er} février 2005. La participation directe de Suncor a été augmentée, passant de 33,990 % à 37,675 %, et les autres propriétaires ont convenu de rembourser la Société en fonction de sa participation accrue pour la période du 1^{er} février 2005 au 31 décembre 2010. La Société a donc inscrit un gain de 295 millions \$ au poste « Intérêts et autres produits ».

L'information financière présentée par Suncor rendra compte de la participation accrue dans Terra Nova à compter du 1^{er} janvier 2011.

6. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En 2010, la Société s'est départie de certains actifs non essentiels conformément à son alignement stratégique continu.

Gaz naturel

Au premier trimestre de 2010, la Société a conclu la vente de ses actifs pétroliers et gaziers en production dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 millions \$ US (502 millions \$ CA).

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique (Blueberry et Jedney) pour un produit net de 383 millions \$ et celle d'actifs non essentiels situés au centre de l'Alberta (Rosevear et Pine Creek) pour un produit net de 229 millions \$.

Au troisième trimestre de 2010, la Société a conclu la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés au centre-ouest de l'Alberta (Bearberry et Ricinus) pour un produit net de 275 millions \$ et celle d'actifs non essentiels situés au sud de l'Alberta (Wildcat Hills) pour un produit net de 351 millions \$.

International et extracôtier

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

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

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Gaz naturel			International et extracôtier			Total		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Produits									
Produits d'exploitation ⁽¹⁾	280	307	283	693	407	—	973	714	283
Moins les redevances	(41)	(49)	(68)	—	—	—	(41)	(49)	(68)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	239	258	215	693	407	—	932	665	215
Gain à la cession d'actifs	642	—	—	172	—	—	814	—	—
	881	258	215	865	407	—	1 746	665	215
Charges									
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	66	89	40	119	150	—	185	239	40
Transport	24	17	6	23	14	—	47	31	6
Amortissement et épusement ⁽²⁾	95	161	88	169	285	—	264	446	88
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	8	8	4	19	11	—	27	19	4
Exploration	1	2	—	20	57	—	21	59	—
Charges (produits) de financement	7	—	—	11	1	—	18	1	—
	201	277	138	361	518	—	562	795	138
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	680	(19)	77	504	(111)	—	1 184	(130)	77
Impôts sur les bénéfices	174	(5)	22	127	(65)	—	301	(70)	22
Bénéfice (perte) net	506	(14)	55	377	(46)	—	883	(60)	55

(1) Les produits d'exploitation présentés sous la colonne « Gaz naturel » comprennent des ventes à d'autres secteurs qui sont éliminées au moment de la consolidation dans l'état consolidé des résultats. Ces ventes ont totalisé 62 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (33 millions \$ en 2009; 24 millions \$ en 2008).

(2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, l'amortissement et l'épusement comprennent une réduction de valeur de 106 millions \$ dans le secteur International et extracôtier et une réduction de valeur de 27 millions \$ dans le secteur Gaz naturel (réduction de valeur de 83 millions \$ dans le secteur International et extracôtier en 2009; néant en 2008).

Exercices clos les 31 décembre (en dollars)	2010	2009	2008
Bénéfice de base par action lié aux activités abandonnées	0,57	(0,05)	0,06
Bénéfice dilué par action lié aux activités abandonnées	0,56	(0,05)	0,06

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

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

7. ACTIVITÉS DE NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Contrats physiques non négociés ⁽¹⁾	3 957	8 008	11 295
Variation de la juste valeur des contrats conclus à des fins de transaction ⁽¹⁾	81	(50)	127
Gains (pertes) à l'évaluation des stocks	(4)	47	—
Moins les éliminations interentreprises	(1 334)	(428)	(102)
Produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	2 700	7 577	11 320
Contrats physiques non négociés ⁽¹⁾	3 932	7 929	11 331
Moins les éliminations interentreprises	(1 334)	(548)	(8)
Charge des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie	2 598	7 381	11 323

(1) La fusion avec Petro-Canada en 2009 a donné à la Société 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 les 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. Depuis le 1^{er} octobre 2009, ces contrats sont 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. Les stocks connexes sont comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de la vente, et les variations de la juste valeur sont constatées à titre de gains ou de pertes dans les produits des activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie.

Avant le 1^{er} 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.

8. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Intérêts sur la dette	691	573	352
Intérêts capitalisés	(301)	(136)	(352)
Intérêts débiteurs	390	437	—
Perte (gain) de change non réalisée sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(426)	(858)	919
Perte (gain) de change et autre	6	(67)	(2)
Total des charges (produits) de financement liées aux activités poursuivies ⁽¹⁾	(30)	(488)	917

(1) En 2010, des charges de financement de 18 millions \$ (produits de financement de 1 million \$ en 2009 et de néant en 2008) ont été reclassées dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

9. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

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. Un rapprochement des deux taux d'imposition et leur incidence sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Bénéfices avant impôts	4 247	1 419	3 055
Taux d'imposition prévu par la loi canadienne	28,91 %	30,95 %	29,52 %
Impôts prévus par la loi	1 228	439	902
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :			
Élément non imposable des gains et pertes en capital	(67)	(133)	136
Rémunération à base d'actions et autres éléments permanents	1	42	36
Cotisations et ajustements	20	(42)	(48)
Incidence des modifications sur les taux édictés par la loi	—	(148)	—
Incidence de l'ajustement du taux d'imposition sur les passifs d'impôts futurs	(15)	152	—
Modification de la provision pour moins-value	—	(59)	—
Écart du taux d'impôt canadien	(71)	(28)	(112)
Écart du taux d'impôt étranger	459	115	12
Gain non imposable sur le règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	(105)	—
Autres	4	(20)	47
Charge d'impôts liée aux activités poursuivies ⁽¹⁾	1 559	213	973

(1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, une charge d'impôts sur les bénéfices de 301 millions \$ (économie de 70 millions \$ en 2009; charge de 22 millions \$ en 2008) a été reclassée dans le bénéfice net lié aux activités abandonnées.

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

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Charge (économie) d'impôts liée aux activités poursuivies :			
Exigibles :			
Canada	57	599	493
Étranger	947	242	21
Futurs :			
Canada	569	(699)	493
Étranger	(14)	71	(34)
Charge d'impôts liée aux activités poursuivies	1 559	213	973

Aux 31 décembre, les impôts futurs liés aux activités poursuivies étaient composés des éléments suivants :

(en millions de dollars)	2010	2009
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations corporelles	9 798	9 167
Gestion du risque et activités de négociation de l'énergie	27	—
Autres	212	177
Actifs d'impôts futurs :		
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(640)	(813)
Avantages sociaux futurs	(401)	(352)
Gestion du risque et activités de négociation de l'énergie	—	(113)
Autres actifs	(610)	(206)
Passifs d'impôts futurs, montant net	8 386	7 860
Moins la tranche à court terme des (actifs) passifs d'impôts futurs	(173)	(314)
Passifs d'impôts futurs ⁽¹⁾	8 559	8 174

(1) Pour 2010, des passifs d'impôts futurs de 182 millions \$ (503 millions \$ en 2009) ont été reclassés dans les passifs des activités abandonnées.

Les données figurant dans le tableau ci-dessus comprennent des pertes autres qu'en capital non utilisées de 955 millions \$ (464 millions \$ en 2009), lesquelles se rapportent en grande partie au Canada et sont disponibles pour réduire le bénéfice imposable des exercices futurs. Ces pertes fiscales autres qu'en capital expireront entre 2026 et 2030.

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

10. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

Le bénéfice net par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

(en millions d'actions ordinaires)	2010	2009	2008
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 562	1 198	932
Effet dilutif des options sur actions	12	13	13
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 574	1 211	945

11. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS

(en millions de dollars)	2010	2009
Trésorerie	358	205
Équivalents de trésorerie	719	300
Total	1 077	505

12. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(en millions de dollars)	2010	2009 ⁽¹⁾	2008
Débiteurs	(699)	105	230
Stocks	(190)	(585)	103
Créditeurs et charges à payer	(79)	(511)	(235)
Impôts à payer/à recouvrer	(458)	(37)	(110)
Total	(1 426)	(1 028)	(12)
Attribuable aux :			
Activités d'exploitation	(1 230)	(237)	403
Activités d'investissement	(196)	(791)	(415)

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

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Intérêts payés	839	581	328
Impôts sur les bénéfices payés	1 193	872	638

13. STOCKS

(en millions de dollars)	2010	2009
Pétrole brut	916	776
Produits raffinés	1 289	1 303
Matières, fournitures et marchandises	564	513
Stocks de marchandises liés à la négociation de l'énergie ⁽¹⁾	372	355
Total ⁽²⁾	3 141	2 947

(1) Inscrits à la juste valeur.

(2) Pour 2010, des stocks de 11 millions \$ (24 millions \$ en 2009) ont été reclassés dans l'actif à court terme lié aux activités abandonnées.

En 2010, des stocks de produits de 17,2 milliards \$ (14,9 milliards \$ en 2009) ont été passés en charges.

14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	2010		2009	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
Sables pétrolifères				
Biens pétroliers et gaziers	4 320	644	3 978	469
Usine et équipement	21 760	4 663	18 930	3 687
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement	13 980	—	13 929	—
	40 060	5 307	36 837	4 156
Gaz naturel				
Biens pétroliers et gaziers	4 000	1 619	3 812	1 034
Usine et équipement	250	109	234	70
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement	22	—	27	—
	4 272	1 728	4 073	1 104
International et extracôtier				
Biens pétroliers et gaziers	7 046	1 407	6 526	294
Usine et équipement	741	62	100	31
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement	3 886	—	4 806	—
	11 673	1 469	11 432	325
Raffinage et commercialisation				
Usine et équipement	7 668	1 935	7 433	1 649
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement	1 392	—	1 264	—
	9 060	1 935	8 697	1 649
Siège social et activités de négociation de l'énergie				
Usine et équipement	575	236	483	181
Actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement	325	—	91	—
	900	236	574	181
	65 965	10 675	61 613	7 415
Immobilisations corporelles, montant net ⁽¹⁾		55 290		54 198

(1) Pour 2010, des immobilisations corporelles de 658 millions \$ (3 332 millions \$ en 2009) ont été reclassées aux activités abandonnées.

Les actifs non assujettis à l'amortissement ou à l'épuisement se composent essentiellement des actifs mis en valeur et des actifs en construction.

Au 31 décembre 2010, des contrats de location-acquisition d'une valeur comptable nette de 257 millions \$ (225 millions \$ au 31 décembre 2009) et de 45 millions \$ (48 millions \$ en 2009) sont inclus dans les immobilisations corporelles du secteur Sables pétrolifères et International et extracôtier, respectivement.

15. RÉDUCTION DE VALEUR D'ACTIFS

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 189 millions \$ se rapportant à du matériel d'extraction dans le secteur Sables pétrolifères. Ces actifs étaient utilisés dans le cadre de la mise au point d'un nouveau procédé d'extraction servant à broyer et à liquéfier les sables pétrolifères à la surface de la mine, projet que la Société a finalement abandonné.

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a inscrit une réduction de valeur de 44 millions \$ relativement à certains baux fonciers du secteur Gaz naturel. Ces baux visent des actifs situés dans les régions de l'Ouest canadien et de l'Alaska que la Société n'a plus l'intention d'exploiter compte tenu de son alignement stratégique actuel.

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

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

En 2009, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 83 millions \$ afin de rendre compte de la juste valeur de certains actifs non essentiels en mer du Nord du secteur International et extracôtier. Une entente visant la vente de ces actifs a été conclue en 2009 et la valeur de ces derniers a été réduite pour qu'elle corresponde à la juste valeur diminuée des coûts de vente. Aucune réduction de valeur n'a été constatée en 2008.

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

16. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	2010	2009
Actifs incorporels	222	233
Placements	135	148
Autres	94	110
Total	451	491

Les actifs incorporels acquis en 2009 dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Petro-Canada comprennent un montant de 166 millions \$ se rapportant à la marque Petro-Canada, dont la durée de vie est indéfinie, et un montant de 70 millions \$ se rapportant aux listes de clients de Petro-Canada, lequel sera amorti au cours de leur durée de vie utile estimative qui est de cinq à dix ans. En 2010, la charge d'amortissement liée aux actifs incorporels était de 11 millions \$ (4 millions \$ en 2009; néant en 2008).

17. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

(en millions de dollars)

	2010	2009
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société		
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 \$ US)	746	785
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (900 \$ US)	922	972
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 144	1 204
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (600 \$ US)	552	578
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 \$ US)	497	523
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (300 \$ US)	255	266
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 \$ US)	497	523
Billets à 6,10 %, échéant en 2018 (1 250 \$ US)	1 243	1 308
Billets à 6,05 %, échéant en 2018 (600 \$ US)	609	643
Billets à 5,00 %, échéant en 2014 (400 \$ US)	406	429
Billets à 4,00 %, échéant en 2013 (300 \$ US)	298	313
Débiteures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 \$ US)	257	271
Débiteures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 \$ US)	307	325
Débiteures à 9,25 %, échéant en 2021 (300 \$ US)	375	402
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	600	600
Billets à moyen terme de série 4 à 5,80 %, échéant en 2018	700	700
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %, échéant en août 2011 ⁽ⁱ⁾	500	500
	9 908	10 342
Emprunt renouvelable portant intérêt à des taux variables		
Billets de trésorerie, acceptations bancaires et prêts au TIOL ⁽ⁱⁱ⁾ (intérêts de 1,2 % au 31 décembre 2010; 0,7 % en 2009)	1 982	3 244
Total de la dette à long terme non garantie	11 890	13 586
Dette à long terme garantie	13	13
Contrats de location-acquisition ⁽ⁱⁱⁱ⁾	335	326
Ajustement à la juste valeur de la dette afin de tenir compte des swaps de taux d'intérêt	8	18
Frais de financement reportés	(59)	(63)
	12 187	13 880
Tranche à court terme de la dette à long terme		
Billets à moyen terme de série 2 à 6,70 %, échéant en août 2011 ⁽ⁱ⁾	(500)	—
Contrats de location-acquisition ⁽ⁱⁱⁱ⁾	(10)	(14)
Ajustement à la juste valeur de la dette afin de tenir compte des swaps de taux d'intérêt	(8)	(11)
Total de la tranche à court terme de la dette à long terme	(518)	(25)
Total de la dette à long terme	11 669	13 855

(i) La Société a conclu des opérations de swap de taux d'intérêt sur une tranche de 200 millions \$ du capital de ces billets. Ces swaps de taux d'intérêt se sont traduits en 2010 par un taux d'intérêt effectif de 1,9 % sur le capital de 200 millions \$ (2,0 % en 2009).

(ii) La Société est autorisée à émettre des billets de trésorerie jusqu'à concurrence de 2,5 milliards \$ et d'une durée n'excédant pas 365 jours. Les billets de trésorerie sont soutenus par des facilités de crédit inutilisées.

(iii) Les taux d'intérêt varient de 4,7 % à 13,4 % et les dates d'échéance s'échelonnent de 2012 à 2037.

Obligations au titre du remboursement de la dette

Les montants devant être remboursés au titre des contrats de location-acquisition et de la dette à long terme se présentent comme suit :

(en millions de dollars)

2011	2 492
2012	10
2013	322
2014	418
2015	13
Par la suite	8 983
Total	12 238

Facilités de crédit

Les facilités de crédit disponibles et les facilités de crédit non utilisées se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2010
Facilités d'une durée de un an, échéant en 2011	4
Facilités entièrement renouvelables d'une durée de quatre ans, échéant en 2013	199
Facilités entièrement renouvelables d'une durée de cinq ans, échéant en 2013	7 320
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	461
Total des facilités de crédit disponibles	7 984
Facilités de crédit soutenant les billets de trésorerie, les acceptations bancaires et les prêts au TIOL en cours	(1 982)
Facilités de crédit soutenant des lettres de crédit	(713)
Total des facilités de crédit non utilisées	5 289

18. CHARGES À PAYER ET AUTRES PASSIFS

(en millions de dollars)	2010	2009
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ^(a)	1 969	2 198
Passifs au titre des avantages sociaux futurs (note 19)	1 060	1 128
Régimes de rémunération à base d'actions ^(b)	304	219
Produits reportés	94	94
Provisions au titre des contrats ^(c)	224	33
Passifs financiers à long terme ^(d)	365	602
Autres	138	98
Total	4 154	4 372

(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)	2010	2009
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au début de l'exercice	3 200	1 600
Obligations contractées	80	253
Modifications d'estimations	(157)	(145)
Obligations acquittées	(417)	(248)
Désactualisation	205	155
Cessions d'actifs	(441)	—
Passifs de Petro-Canada pris en charge	—	1 605
Change	(52)	(20)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la fin de l'exercice	2 418	3 200
Moins la tranche à court terme	147	312
Moins le montant lié aux activités abandonnées	302	690
	1 969	2 198

Les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations au 31 décembre 2010 totalisaient environ 7,4 milliards \$ (8,3 milliards \$ en 2009). La presque totalité du passif constaté en 2010 a été actualisée selon le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit de 5,4 % (6,2 % en 2009). 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 régulièrement et se poursuivront sur la durée de vie des immobilisations d'exploitation, qui peut dépasser 50 ans. La tranche à court terme des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est incluse dans les créditeurs et charges à payer.

Dans une large proportion, les immobilisations de la Société, y compris les installations de valorisation des sables pétrolifères et les raffineries en aval, comportent des obligations liées à leur mise hors service dont la juste valeur ne peut être raisonnablement établie, car le moment de la remise en état ne peut être raisonnablement estimé. 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 dans moins d'un an, soit 240 millions \$ (198 millions \$ en 2009) est incluse dans le passif à court terme. Voir la note 20 pour plus d'information sur les attributions aux termes des régimes de rémunération à base d'actions fondés sur les passifs de la Société.

(c) Provisions au titre des contrats

Ces montants se rapportent aux provisions au titre des contrats de location futurs de pipelines, dont les échéances s'échelonnent jusqu'en 2015, et de bâtiments, dont les échéances s'échelonnent jusqu'en 2019.

(d) Passif financier à long terme

Dans le cadre de l'acquisition par Petro-Canada en 2009, la Société a pris en charge une obligation liée à l'acquisition par Petro-Canada d'une participation additionnelle de 5 % dans le projet Fort Hills en 2007 auprès 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. Au 31 décembre 2010, la valeur comptable actualisée de l'obligation relative à Fort Hills s'élevait à 327 millions \$ (322 millions \$ en 2009).

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. La valeur comptable de l'obligation liée à la Libye s'est établie à 287 millions \$ au 31 décembre 2010 (511 millions \$ en 2009) et la tranche échéant dans moins d'un an, soit 249 millions \$ (231 millions \$ en 2009), est constatée dans les créditeurs et charges à payer.

19. 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 de la Société.

La Société offre également un certain nombre de régimes à cotisations déterminées, y compris 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 est en date du 31 décembre 2010 et la prochaine sera effectuée au 31 décembre 2011.

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	
	2010	2009	2010	2009
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice	2 855	806	424	149
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	85	64	8	6
Coût financier	168	96	25	15
Cotisations des participants aux régimes	11	17	—	—
Incidence des taux de change	(14)	(13)	(1)	(4)
Perte actuarielle	265	59	39	1
Prestations versées	(151)	(86)	(12)	(8)
Acquisition de régimes par suite de la fusion ^(a)	—	1 912	—	265
Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice ^{(b)(e)}	3 219	2 855	483	424
Variation des actifs des régimes^(c)				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	2 072	613	—	—
Rendement réel des actifs des régimes	224	175	—	—
Cotisations patronales	188	105	—	—
Incidence des taux de change	(9)	(7)	—	—
Cotisations des participants aux régimes	11	17	—	—
Prestations versées	(151)	(86)	—	—
Acquisition de régimes par suite de la fusion	—	1 255	—	—
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ^(e)	2 335	2 072	—	—
Obligation non capitalisée, montant net	(884)	(783)	(483)	(424)
Éléments non encore constatés dans les résultats :				
Perte actuarielle nette non amortie ^(d)	234	50	45	8
Coûts des services passés non amortis	5	9	(11)	(14)
Passif au titre des prestations constituées	(645)	(724)	(449)	(430)
Passif à court terme	(38)	(30)	(3)	(3)
Passif à long terme	(614)	(701)	(446)	(427)
Actif à long terme	7	7	—	—
Total du passif au titre des prestations constituées	(645)	(724)	(449)	(430)

(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	
	2010	2009	2010	2009
Taux d'actualisation	5,10	5,85	5,25	6,00
Taux de croissance de la rémunération	3,70	3,90	4,00	4,00

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)	Augmentation de 1 %	Diminution de 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
Augmentation (diminution) de la composante soins de santé de l'obligation au titre des autres prestations postérieures au départ à la retraite constituées	38	(31)

(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 (7 ans pour 2009; 11 ans pour 2008), et sur le nombre moyen prévu d'années de services futurs des salariés jusqu'à leur admissibilité intégrale aux régimes, soit 14 ans, pour les autres prestations postérieures au départ à la retraite (11 ans en 2009; 11 ans en 2008).

(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	
	2010	2009	2010	2009
Régimes partiellement capitalisés	3 219	2 855	—	—
Régimes non capitalisés	—	—	483	424
Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice	3 219	2 855	483	424

Charge au titre des régimes d'avantages sociaux

(en millions de dollars)	Prestations de retraite			Autres prestations postérieures au départ à la retraite		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	85	64	56	8	6	4
Coût financier	168	96	49	25	15	9
Perte réelle (rendement réel) de l'actif des régimes ⁽ⁱ⁾	(224)	(175)	107	—	—	—
Perte actuarielle (gain actuariel)	265	59	(168)	39	1	(27)
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	294	44	44	72	22	(14)
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu de l'actif des régimes ⁽ⁱ⁾	82	98	(152)	—	—	—
Écart entre les pertes actuarielles réelles et constatées	(260)	(36)	188	(36)	3	33
Écart entre les coûts réels et constatés des services rendus au cours de l'exercice	2	2	2	(3)	(3)	(3)
Charge au titre des régimes à prestations déterminées ⁽ⁱⁱ⁾	118	108	82	33	22	16
Charge au titre des régimes à cotisations déterminées	40	28	15	—	—	—
Charge totale au titre des régimes de retraite	158	136	97	33	22	16

(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		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Taux d'actualisation	5,85	6,50	5,25	6,00	6,00	5,25
Rendement prévu de l'actif des régimes	6,65	6,70	6,50	s.o.	s.o.	s.o.
Taux de croissance de la rémunération	3,90	3,90	5,00	4,00	4,00	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 2010 et 2009 et la répartition cible pour 2011 s'établissent comme suit :

Catégorie d'actifs	Pourcentage de la répartition cible 2011	Pourcentage de l'actif des régimes 2010	2009
Titres de capitaux propres	58	58	59
Titres à revenu fixe	42	42	41
Total	100	100	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 2011 atteindront approximativement 193 millions \$. Les versements prévus des prestations pour l'ensemble des régimes devraient s'établir comme suit pour les dix prochains exercices :

	Prestations de retraite	Autres prestations postérieures au départ à la retraite
2011	153	19
2012	162	21
2013	170	22
2014	178	24
2015	186	25
2016 – 2020	1 035	146
Total	1 884	257

20. 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 2007	925 566	881
Émises au comptant 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 au moment de la fusion	621 142	18 878
Émises au comptant aux termes des régimes d'options sur actions	2 968	57
Émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	144	5
Solde au 31 décembre 2009	1 559 778	20 053
Émises au comptant aux termes des régimes d'options sur actions	5 292	122
Émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	419	13
Solde au 31 décembre 2010	1 565 489	20 188

Rémunération à base d'actions

Une option sur actions donne au titulaire le droit d'acheter des actions ordinaires à un prix correspondant au cours des actions à la date d'attribution ou à un prix plus élevé, sous réserve de la satisfaction des conditions d'acquisition. Dans le cas de certaines options, ce délai se trouve raccourci si la Société satisfait à des critères de rendement prédéterminés.

(a) Régimes d'options sur actions

Régimes maintenus

(i) Options sur actions de Suncor Énergie Inc.

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

Les options attribuées aux termes du régime avant le 1^{er} août 2010 comportaient une composante de droits alternatifs à la plus-value. La Société a attribué 4 275 000 options comportant des droits alternatifs à la plus-value en 2010 (4 000 en 2009). Depuis le 1^{er} août 2010, les options attribuées aux termes de ce régime n'ont plus de composante de droits alternatifs à la plus-value DPV. En 2010, la Société a attribué 22 000 options ne comportant pas de droits alternatifs à la plus-value.

Régimes abolis

Les régimes suivants ont été abolis le 1^{er} août 2009 :

(i) Options sur actions liées au rendement SunShare 2012

Ce régime prévoyait l'attribution d'options à tous les employés permanents à temps plein et à temps partiel admissibles. Le 1^{er} janvier 2010, 25 % des options en cours ont été acquises. La tranche restante des options en cours de 75 % pourra être acquise le 1^{er} janvier 2013, si des objectifs de rendement précis sont réalisés. Toutes les options en cours non acquises le 1^{er} janvier 2013 viendront automatiquement à échéance.

(ii) Options sur actions à l'intention des dirigeants

Ce régime prévoyait l'attribution d'options aux administrateurs qui n'étaient 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

Ce régime prévoyait l'attribution d'options 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 »)

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 options attribuées après 2003 peuvent être exercées en échange d'un paiement au comptant et sont donc comptabilisées selon leur valeur intrinsèque à chaque fin de période. Toutes les options rajustées sont acquises sur des périodes maximales de quatre ans.

Les variations du nombre d'options sur actions 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)
Options en cours au 31 décembre 2008	46 402	5,06 – 69,97	34,55
Options attribuées	2 490	20,99 – 49,67	35,78
Options rajustées émises aux porteurs d'options sur actions de Petro-Canada	29 900	8,22 – 44,27	28,05
Options exercées	(2 870)	5,06 – 36,68	13,69
Options frappées d'extinction/échues	(3 898)	13,31 – 71,12	40,48
Options en cours au 31 décembre 2009	72 024	7,84 – 72,68	32,52
Options attribuées	4 297	30,93 – 35,76	31,86
Options exercées contre des actions	(5 292)	7,84 – 47,55	15,49
Options frappées d'extinction/échues	(3 391)	13,82 – 67,58	42,51
Options en cours au 31 décembre 2010	67 638	8,72 – 69,97	32,94
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2010	46 266	8,72 – 69,97	29,91

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)	2010	2009	2008
	18 854	22 306	12 345

Les options sur actions ordinaires en cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2010 figurent 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)
8,72 – 14,99	11 582	1	13,34	11 582	13,34
15,00 – 19,99	5 062	4	18,69	2 720	18,05
20,00 – 29,99	10 075	2	22,88	9 206	23,15
30,00 – 44,99	20 812	4	37,37	13 885	39,26
45,00 – 49,99	18 872	4	47,35	8 495	47,07
50,00 – 69,97	1 235	4	58,35	378	58,01
Total	67 638	3	32,94	46 266	29,91

Juste valeur des options attribuées

La juste valeur des options sur actions ordinaires ne comportant pas l'option de règlement au comptant est évaluée à la date d'attribution selon la méthode de simulation Monte-Carlo pour le régime SunShare 2012 et selon le modèle d'évaluation du prix

des options de Black-Scholes pour tous les autres régimes. 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 :

	2010	2009	2008
Dividende annuel par action	0,40 \$	0,30 \$	0,20 \$
Taux d'intérêt sans risque	2,02 %	2,31 %	3,35 %
Durée prévue	5 ans	5 ans	6 ans
Volatilité prévue	50 %	47 %	30 %
Juste valeur moyenne pondérée par action	12,98 \$	10,28 \$	13,86 \$

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

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

Régimes maintenus

(i) DPV de Suncor Énergie Inc.

Les DPV ont une durée de sept ans et sont acquis en trois ans, à raison d'une portion annuellement. En 2010, la Société a octroyé 353 000 DPV (aucun en 2009).

Régimes abolis

(i) DPV de Petro-Canada

L'ancienne société Petro-Canada offrait un régime DPV pour lequel les attributions ont pris fin le 31 juillet 2009. Les DPV ont une durée de sept ans et sont acquis annuellement sur une période de quatre ans.

Les variations du nombre de DPV ajustés 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)
Options comportant des DPV émises aux porteurs d'options comportant des DPV de Petro-Canada au 1 ^{er} août 2009	15 353	19,13 – 46,13	28,74
Options exercées	(306)	19,13 – 39,41	35,01
Options frappées d'extinction	(982)	19,13 – 46,13	28,28
Options en cours au 31 décembre 2009	14 065	19,13 – 46,13	28,63
Options attribuées	353	31,67 – 32,48	31,85
Options exercées	(734)	19,13 – 36,82	24,00
Options frappées d'extinction	(2 399)	19,44 – 46,13	28,99
Options en cours au 31 décembre 2010	11 285	19,13 – 46,13	28,97
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2010	4 939	19,13 – 46,13	32,28

Les options comportant des DPV en cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2010 figurent 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 – 24,99	4 649	5	19,45	1 002	19,46
25,00 – 34,99	3 174	3	34,13	2 171	34,29
35,00 – 39,99	3 368	4	36,84	1 701	36,85
40,00 – 46,13	94	4	43,70	65	43,66
Total	11 285	4	28,97	4 939	32,28

(c) Régimes d'unités d'actions

Les unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR) reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement au comptant (de 0 % à 200 % du cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition) en fonction du rendement total pour les actionnaires de Suncor (appréciation du cours de l'action et produit de dividende) par rapport au rendement des actions d'un groupe de sociétés comparables. Les UAFR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

Les unités d'actions restreintes (UAR) reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement au comptant correspondant au cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition. Habituellement, les UAR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

Les unités d'actions différées (UAD) peuvent être échangées 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. Les membres du conseil d'administration reçoivent la moitié ou, à leur choix, la totalité de leur rémunération sous forme d'UAD.

Les variations du nombre d'unités en cours se présentent comme suit :

Nombre (en milliers)	UAFR	UAR	UAD
Options en cours au 31 décembre 2008	2 175	965	1 903
Options attribuées	1 149	2 715	104
Unités émises aux porteurs de parts de Petro-Canada	945	1 018	1 008
Options rachetées au comptant	(69)	(21)	(443)
Options frappées d'extinction	(957)	(432)	—
Options réinvesties	4	5	44
Options en cours au 31 décembre 2009	3 247	4 250	2 616
Options attribuées	1 673	2 838	80
Options rachetées au comptant	(282)	(118)	(426)
Options frappées d'extinction	(917)	(563)	—
Options réinvesties	26	43	29
Options en cours au 31 décembre 2010	3 747	6 450	2 299

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

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

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Régimes d'options sur actions	53	148	120
DPV	27	35	—
UAFR	21	30	(30)
UAR	90	50	8
UAD	4	30	(51)
Total	195	293	47

21. INSTRUMENTS FINANCIERS ET FACTEURS DE RISQUE FINANCIER

Instruments financiers

Les instruments financiers de la Société sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des débiteurs, des contrats dérivés, de la quasi-totalité des créditeurs et charges à payer, de la dette et d'une tranche des charges à payer à long terme et autres passifs.

(a) Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur de la trésorerie et de ses équivalents, des débiteurs, de la dette à court terme et des créditeurs et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

La dette à long terme et les passifs financiers à long terme de la Société sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode des intérêts effectifs, à l'exception de la tranche de la dette qui est comptabilisée à sa juste valeur à titre d'élément

d'une relation de couverture de juste valeur. Au 31 décembre 2010, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode de l'amortissement du coût s'élevait à 9,7 milliards \$ (10,1 milliards \$ au 31 décembre 2009) et la juste valeur, à 10,7 milliards \$ (10,7 milliards \$ au 31 décembre 2009).

(b) Juste valeur des instruments financiers dérivés

Pour estimer la juste valeur des dérivés, la Société se fonde sur les cours du marché, lorsqu'ils sont disponibles, ou sur des modèles de tiers ou des méthodes d'évaluation qui reposent sur des données de marché observables. En plus des données du marché, la Société tient compte de détails de transaction précis que les participants dans le marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, notamment l'incidence de risques non liés au rendement. Cependant, ces estimations n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération boursière. La Société classe les données utilisées pour déterminer la juste valeur en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir du degré selon lequel elles sont observables sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie de la juste valeur sont les suivants :

- Niveau 1 : les données représentent les prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques. Les marchés actifs sont des marchés où des opérations sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour procurer de manière constante de l'information sur les cours.
- Niveau 2 : les données autres que les prix cotés visés au niveau 1, qui sont observables, directement ou indirectement, à la date du bilan. Les évaluations du niveau 2 sont fondées sur les données, y compris 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.
- Niveau 3 : les données moins observables ou non disponibles ou les données observables qui ne permettent pas d'étayer en grande partie la juste valeur de l'instrument.

Lorsqu'elle établit ses estimations, la Société utilise les données les plus observables aux fins d'évaluation. Si l'évaluation de la juste valeur repose sur des données correspondant à différents niveaux hiérarchiques, l'évaluation est classée selon le niveau le plus bas qui est significatif pour l'évaluation de la juste valeur.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et passifs liés aux instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2010, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Débiteurs	11	3	13	27
Créditeurs	(72)	(14)	(7)	(93)
Total	(61)	(11)	6	(66)

(c) Instruments financiers dérivés — désignés comme élément 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 représentent un échange de paiements d'intérêts à taux variable et de paiements d'intérêts à taux fixe entre la Société et des contreparties ayant obtenu une notation de première qualité. L'écart à l'échange des paiements périodiques d'intérêts est comptabilisé en résultat à titre d'ajustement des intérêts débiteurs. Les swaps et les dettes sous-jacentes sont comptabilisés à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant constatées dans les intérêts débiteurs. Au 31 décembre 2010, la Société avait conclu des swaps de taux d'intérêt désignés comme des couvertures de juste valeur échéant en août 2011. La juste valeur des swaps, qui portaient sur une tranche de 200 millions \$ de la dette à taux fixe, s'établissait à 8 millions \$ au 31 décembre 2010 (18 millions \$ en 2009) et était comptabilisée dans les débiteurs (10 millions \$ comptabilisés dans les débiteurs et 8 millions \$ constatés dans les autres actifs en 2009). Aucune inefficacité n'a été constatée sur les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures de juste valeur au cours des exercices clos les 31 décembre 2010 et 2009.

(d) Autres instruments financiers dérivés

Instruments dérivés liés à la gestion des risques

La Société conclut à l'occasion des contrats dérivés qui, bien qu'ils ne soient pas comptabilisés comme couvertures parce qu'ils n'ont pas été documentés en tant que tels ou parce que la comptabilité de couverture ne s'applique pas en vertu des PCGR,

sont perçus comme économiquement efficaces pour gérer le risque lié aux fluctuations du cours des marchandises et constituent un élément du programme global de gestion des risques de Suncor. Il s'agit de contrats dérivés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés et de contrats de change. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, l'incidence sur le bénéfice de ces contrats représente un gain de 89 millions \$ (perte de 1 024 milliard \$ en 2009).

Instruments dérivés liés à la négociation de l'énergie

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

L'incidence de ces contrats sur le bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2010 correspond à un gain de 81 millions \$ (perte de 70 millions \$ en 2009).

Variation de la juste valeur des autres instruments financiers dérivés

(en millions de dollars)	Gestion des risques	Négociation de l'énergie	Total
Juste valeur des contrats au 31 décembre 2009	(312)	(47)	(359)
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	236	(121)	115
Variations de la juste valeur durant la période	89	81	170
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2010	13	(87)	(74)

Facteurs de risque financier

La Société est exposée à un certain nombre de risques liés aux instruments financiers. Ces facteurs de risque comprennent les risques de marché liés au prix des marchandises, le risque de change, le risque de taux d'intérêt, le risque d'illiquidité et le risque de crédit.

La Société applique des procédures de gouvernance formelles pour la gestion des risques financiers. Le comité de gestion du risque lié aux prix des marchandises est responsable de la surveillance des activités de négociation de la Société, soit la couverture stratégique, la négociation d'optimisation, la commercialisation et la négociation spéculative. Relevant du conseil d'administration, le comité de gestion du risque lié aux prix des marchandises 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 se rapportent au risque lié aux prix des marchandises, au risque de change et au 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 des produits raffinés. Les politiques de la Société permettent le recours à différents instruments financiers pour gérer le risque lié aux prix.

L'incidence, sur le bénéfice avant impôts de la Société, des variations de la juste valeur des instruments financiers dérivés en cours au 31 décembre 2010 découlant des fluctuations des prix des marchandises (toutes les autres variables demeurant constantes) est présentée dans le tableau ci-dessous. Cette analyse de sensibilité se limite à l'incidence des fluctuations des prix des marchandises sur les instruments financiers dérivés et ne rend pas compte de l'incidence des fluctuations des prix des marchandises sur l'ensemble des résultats financiers de la Société.

Analyse de la sensibilité

(en millions de dollars)	31 décembre 2010 ⁽¹⁾	Variation	Bénéfice avant impôts
Pétrole brut	93,37 \$ US/baril		
Augmentation de prix		1,00 \$ US/baril	(4)
Diminution de prix		1,00 \$ US/baril	4
Gaz naturel	4,99 \$ US/kpi ³		
Augmentation de prix		0,10 \$ US/kpi ³	(4)
Diminution de prix		0,10 \$ US/kpi ³	4

(1) Les prix correspondent aux prix à terme moyens au 31 décembre 2010.

(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 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 et par le financement de projets d'investissement en dollars US. L'incidence, sur les instruments financiers de la Société, d'une variation du taux de change de 0,01 \$ entre le dollar US et le dollar CA modifierait le résultat avant impôts d'environ 90 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. La Société est aussi exposée au risque de change lié à ses établissements étrangers autonomes dont la monnaie fonctionnelle est différente de la sienne. L'incidence, sur les instruments financiers de la Société, d'une variation du taux de change de 0,01 \$ entre le dollar US et le dollar CA modifierait les autres éléments du résultat étendu après impôts d'environ 15 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

(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 (billets de trésorerie, acceptations bancaires et emprunts au TIOL).

Pour gérer le risque de taux d'intérêt auquel elle est exposée, 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 2010, les passifs à taux variable, y compris les swaps de taux d'intérêt, représentaient 18 % du total de la dette en cours (25 % au 31 décembre 2009). Le taux d'intérêt moyen pondéré sur le total de la dette pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 était de 5,7 % (5,6 % au 31 décembre 2009).

Le bénéfice net de la Société est sensible 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 %, le bénéfice avant impôts de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 aurait diminué d'environ 22 millions \$.

(2) Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité s'entend de la possibilité qu'une entité éprouve des difficultés à s'acquitter des obligations liées aux passifs financiers. La Société estime 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 non utilisées 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 en investissant uniquement dans des titres d'État ou de sociétés de grande qualité. La diversification de ces placements est favorisée par le maintien des limites de crédit attribuées aux contreparties.

Le tableau suivant présente le calendrier des sorties de fonds se rapportant aux créances clients et autres créditeurs et à la dette.

(en millions de dollars)	31 décembre 2010		31 décembre 2009	
	Créances clients et autres comptes créditeurs ⁽¹⁾	Dette ⁽²⁾	Créances clients et autres comptes créditeurs ⁽¹⁾	Dette ⁽²⁾
Moins de un an	6 942	3 127	6 529	3 796
De 1 à 3 ans	359	1 560	653	1 811
De 3 à 5 ans	32	1 611	—	1 591
Plus de 5 ans	—	17 338	—	18 900
Total	7 333	23 636	7 182	26 098

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

(2) La dette comprend la dette à court terme, la dette à long terme, les contrats de location-acquisition et les paiements d'intérêts sur la dette à taux fixe et les billets de trésorerie.

(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 qui vise à 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 notation 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 l'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 débiteurs de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujettis au risque de crédit normal de l'industrie. Au 31 décembre 2010, la quasi-totalité des créances clients de la Société étaient à court terme et aucune contrepartie ne représentait individuellement plus de 10 % du solde des créances 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 auquel est exposée 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 2010, le risque de la Société se chiffrait à 27 millions \$ (231 millions \$ au 31 décembre 2009).

22. 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)	2010	2009
Écart de conversion non réalisé	(698)	(248)
Gains non réalisés sur les contrats dérivés désignés comme couvertures	14	15
Total	(684)	(233)

23. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

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

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

Le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale, moins la trésorerie et ses 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 totale, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme totale et des capitaux propres.

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

La stratégie de la Société en 2010, la même qu'en 2009, consistait à respecter les mesures établies dans le tableau suivant. La Société estime que le fait de respecter les objectifs en matière de capital l'aide à accéder à des capitaux à un coût raisonnable grâce à une notation de première qualité. La Société exerce ses activités dans un secteur cyclique et les ratios peuvent dépasser les cibles de la direction périodiquement.

Au 31 décembre (en millions de dollars)	Mesure ciblée pour le capital	2010	2009
Composants des ratios			
Dette à court terme		2	2
Tranche à court terme de la dette à long terme		518	25
Dette à long terme		11 669	13 855
Dette totale		12 189	13 882
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie		1 077	505
Dette nette		11 112	13 377
Capitaux propres		36 721	34 111
Capitalisation totale (dette totale majorée des capitaux propres)		48 910	47 993
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ⁽¹⁾		6 656	2 799
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés à l'exploitation	<2,0 fois	1,7	4,8
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		25 %	29 %

(1) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont présentés compte non tenu des variations du fonds de roulement hors trésorerie.

24. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

(a) Engagements

(en millions de dollars)	Transport par pipeline et services énergétiques ⁽¹⁾	Location-exploitation
2011	759	330
2012	667	250
2013	726	227
2014	692	170
2015	642	119
Par la suite	7 822	852
Total	11 308	1 948

(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.

En plus des obligations découlant de l'exploitation quantifiées dans le tableau ci-dessus, la Société a 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 2010, 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 289 000 barils de pétrole brut par jour, dont la plupart comprennent des clauses de résiliation à 30 jours qui sont normales dans l'industrie.

Gaz naturel

Au 31 décembre 2010, 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 13 millions de gigajoules dont la fourchette de prix varie entre 3,22 \$ et 5,20 \$ le GJ et dont les échéances s'échelonnent jusqu'en octobre 2012. Ces engagements comprennent également des contrats aux prix du marché d'un volume total de 134 millions de gigajoules dont les échéances vont jusqu'en octobre 2015.

Produits raffinés

Au 31 décembre 2010, 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 4 648 millions de litres et dont les échéances s'échelonnent jusqu'en 2017.

(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 a souscrit, auprès d'un tiers, 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 2010, le programme d'assurance de Suncor comprenait une limite de protection maximale de 1,3 milliard \$ US pour les risques liés aux sables pétrolifères, de 1,25 milliard \$ US pour les risques liés aux activités extracôtières et de 600 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 a également souscrit auprès d'un tiers une assurance sur les biens principaux de 250 millions \$ US couvrant la totalité de ses actifs.

Suncor est d'avis 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) Garanties

Dans le cas de certains de ces contrats de concessionnaire des ventes au détail, la Société a fourni des garanties de prêts. L'exposition maximale de la Société à des pertes découlant de ces contrats ne devrait pas être importante.

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 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-dessus. 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.

25. COENTREPRISE AVEC TOTAL

Le 17 décembre 2010, Suncor a annoncé qu'elle prévoit conclure une entente de coentreprise avec Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Les deux sociétés prévoient mettre en valeur les projets d'exploitation de sables pétrolifères de Fort Hills et de Joslyn, en collaboration avec d'autres partenaires dans le projet, et reprendre la construction de l'usine de valorisation Voyageur.

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

L'entente est assujettie à l'obtention de certaines approbations réglementaires et d'autres autorisations et devrait être conclue au premier trimestre de 2011. La mise en valeur des projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn, de même que la poursuite des travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur, requièrent l'approbation de tous les partenaires de ces projets de même que celle du conseil d'administration de Suncor.

26. 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	2010	2009	2008
Bénéfice net déjà établi, PCGR du Canada		3 571	1 146	2 137
Ajustements				
Coûts de transaction et provisions	(a)	(68)	(302)	—
Charge de rémunération à base d'actions	(b)	(13)	41	(7)
Activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie (évaluation des stocks)	(e)	4	(47)	—
Impôts sur les bénéfices		20	80	1
Bénéfice net, PCGR des États-Unis		3 514	918	2 131
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 52 \$ (22 \$ en 2009; 20 \$ en 2008)	(c)	(168)	43	43
Autres éléments du résultat étendu		(451)	(330)	350
Résultat étendu, PCGR des États-Unis		2 895	631	2 524
(en dollars)		2010	2009	2008
Bénéfice net par action ordinaire, PCGR des États-Unis				
De base		2,25	0,77	2,29
Dilué		2,23	0,76	2,26

L'application des PCGR des États-Unis aurait les effets suivants sur les bilans consolidés déjà établis :

	Notes	31 décembre 2010		31 décembre 2009	
		Montants déjà établis	PCGR des États-Unis	Montants déjà établis	PCGR des États-Unis
Actif à court terme	(a,e)	10 513	10 544	8 331	8 318
Immobilisations corporelles, montant net		55 290	55 290	54 198	54 198
Autres actifs	(d)	451	510	491	554
Écart d'acquisition	(a)	3 201	5 762	3 201	5 762
Impôts futurs		56	139	193	193
Actifs des activités abandonnées		658	658	3 332	3 332
Total de l'actif		70 169	72 903	69 746	72 357
Passif à court terme	(a,b)	8 526	8 608	7 848	7 881
Emprunts à long terme	(d)	11 669	11 728	13 855	13 918
Charges à payer et autres passifs	(b,c)	4 154	4 462	4 372	4 429
Impôts futurs		8 615	8 620	8 367	8 320
Actifs des activités abandonnées		484	484	1 193	1 193
Capital-actions	(b)	20 188	23 047	20 053	22 908
Surplus d'apport	(b)	505	521	526	546
Bénéfices non répartis	(a,b,e)	16 712	16 321	13 765	13 431
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(c)	(684)	(888)	(233)	(269)
Total du passif et des capitaux propres		70 169	72 903	69 746	72 357

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 milliards \$. 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^{er} 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 comprenait 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 2010, 128 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 45 millions \$) liés à ces provisions avaient été engagés (99 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 36 millions \$ en 2009). En 2010, la provision initialement constituée en vertu des PCGR du Canada a été réduite de 22 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 8 millions \$) par suite d'un ajustement au coût estimatif relatif à la provision liée à l'unité de cokéfaction de Montréal. Au 31 décembre 2010, 4 millions \$ (déduction faite des impôts sur les bénéfices de 2 millions \$) liés à ces provisions demeurent des passifs à court terme en vertu des PCGR des États-Unis (12 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 4 millions \$ en 2009).

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^{er} août 2009, la valeur des MVC, DPV, 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 (DPV), 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 des options avec MVC et DPV et des UAR de la Société a été mesurée selon le modèle d'évaluation du prix des actions de Black-Scholes, alors que celle des UAFR a été mesurée en utilisant une méthode de simulation du type Monte-Carlo. L'incidence sur le bénéfice net de l'exercice clos le 31 décembre 2010 correspond à une charge supplémentaire de 10 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 3 millions \$ (récupération de la charge antérieurement comptabilisée de 31 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 10 millions \$ en 2009; charge de 2 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 1 million \$ en 2008).

En vertu des PCGR du Canada, la charge de rémunération liée aux options sur actions ordinaires attribuées avant le 1^{er} 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 2010 ni en 2009, étant donné que la charge résiduelle de 4 millions \$ pour les options antérieures à 2003 a été constatée en 2008. 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 2010, les autres éléments du résultat étendu selon les PCGR des États-Unis diminueraient de 168 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 52 millions \$ (augmentation de 43 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 22 millions \$ en 2009; augmentation de 43 millions \$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 20 millions \$ en 2008).

(d) Coûts de financement reportés

Depuis le 1^{er} 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 59 millions \$ aurait été reclassé et serait ainsi passé de la dette à long terme aux autres actifs au 31 décembre 2010 (63 millions \$ au 31 décembre 2009).

(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 2010 était inférieure de 40 millions \$ (47 millions \$ en 2009). Le bénéfice de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 aurait augmenté de 3 M\$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 1 M\$, par suite de la non comptabilisation des variations de la juste valeur (le bénéfice aurait diminué de 32 M\$, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 15 M\$, en 2009).

(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

Le 1^{er} janvier 2010, la Société a adopté les modifications apportées à la norme 810, « Consolidations ». L'adoption de ces modifications n'a eu aucune incidence sur le résultat net ou la situation financière.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non audité)

DONNÉES FINANCIÈRES⁽¹⁾

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Total pour l'exercice	Trimestres clos les				Total pour l'exercice
	31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010	2010	31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009	2009
Produits tirés des activités poursuivies	6 946	8 979	8 636	9 789	34 350	4 607	4 748	8 257	7 236	24 848
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies										
Sables pétrolifères	76	517	412	487	1 492	(110)	(307)	738	236	557
Gaz naturel	23	(68)	(167)	(65)	(277)	(10)	(23)	(97)	(55)	(185)
International et extracôtier	209	217	236	452	1 114	—	—	93	230	323
Raffinage et commercialisation	139	138	152	372	801	112	99	45	151	407
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	17	(486)	(24)	51	(442)	(181)	185	186	(86)	104
	464	318	609	1 297	2 688	(189)	(46)	965	476	1 206
Par action ordinaire										
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies										
– de base	0,30	0,20	0,39	0,83	1,72	(0,20)	(0,05)	0,72	0,30	1,01
– dilué	0,30	0,20	0,39	0,82	1,71	(0,20)	(0,05)	0,71	0,30	1,00
Bénéfice (perte) net										
– de base	0,46	0,31	0,65	0,87	2,29	(0,20)	(0,06)	0,69	0,29	0,96
– dilué	0,46	0,31	0,65	0,86	2,27	(0,20)	(0,06)	0,68	0,29	0,95
Dividendes en espèces	0,10	0,10	0,10	0,10	0,40	0,05	0,05	0,10	0,10	0,30
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies										
Sables pétrolifères	262	933	779	795	2 769	480	174	242	355	1 251
Gaz naturel	132	82	56	50	320	35	33	39	70	177
International et extracôtier	542	517	568	885	2 512	—	—	238	500	738
Raffinage et commercialisation	328	263	326	619	1 536	205	194	264	258	921
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(314)	(196)	(244)	(219)	(973)	63	(115)	(299)	(302)	(653)
	950	1 599	1 485	2 130	6 164	783	286	484	881	2 434

(1) Les données financières comparatives incluent les résultats de la société Suncor à partir du 1^{er} août 2009, après la fusion. Ainsi, les montants reflètent les résultats de la société Suncor après la fusion à partir du 1^{er} août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor du 1^{er} janvier 2009 au 31 juillet 2009.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non audité) (suite)

DONNÉES D'EXPLOITATION

	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2010	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2009
	31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010		31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009	
SABLES PÉTROLIFÈRES										
Production (kb/j)										
Production totale										
(à l'exclusion de Syncrude)	202,3	295,5	306,6	325,9	283,0	278,0	301,0	305,3	278,9	290,6
Firebag (kb/j de bitume)	55,7	55,7	50,4	52,9	53,6	42,4	48,3	54,3	51,1	49,1
MacKay River (kb/j de bitume)	31,8	32,5	28,8	32,9	31,5	—	—	26,5**	31,7	29,7**
Syncrude	32,3	38,9	31,7	37,9	35,2	—	—	37,4**	39,3	38,5**
Ventes (kb/j) (à l'exclusion de Syncrude)										
Brut léger peu sulfureux	61,0	99,0	84,5	84,5	82,3	108,8	99,4	89,6	100,8	99,6
Diesel	12,9	30,7	25,8	12,2	20,4	22,8	25,3	36,9	31,4	29,1
Brut léger sulfureux	80,5	143,1	165,8	189,8	145,2	102,7	150,5	146,8	142,4	135,7
Bitume	42,3	37,4	21,2	24,9	31,4	9,1	10,5	14,3	13,0	11,8
Total des ventes	196,7	310,2	297,3	311,4	279,3	243,4	285,7	287,6	287,6	276,2
Prix de vente moyen⁽¹⁾ (\$/b) (à l'exclusion de Syncrude)										
Brut léger peu sulfureux*	80,84	77,55	75,49	83,02	79,03	54,64	65,83	71,99	77,71	67,26
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	69,53	68,53	66,39	70,29	68,63	48,80	62,71	67,51	72,93	64,18
Total*	73,03	71,41	68,97	73,75	71,69	51,46	63,79	68,91	74,61	65,29
Total	70,21	69,79	67,53	70,95	69,58	59,45	59,34	62,01	65,42	61,66
Prix de vente moyen – Syncrude ⁽¹⁾ (\$/b)	83,21	77,32	78,83	84,40	80,93	—	—	75,17	78,81	77,36
Charges d'exploitation – total des activités (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)										
Charges décaissées	46,50	31,70	32,45	34,35	35,30	30,65	29,65	30,65	35,10	31,50
Gaz naturel	5,40	3,55	1,10	2,30	2,85	3,00	1,65	1,55	3,40	2,40
Bitume importé	2,95	0,65	0,05	0,05	0,70	0,05	—	0,05	0,20	0,05
Charges d'exploitation décaissées⁽²⁾	54,85	35,90	33,60	36,70	38,85	33,70	31,30	32,25	38,70	33,95
Frais de démarrage de projets	0,55	0,55	0,75	0,95	0,70	0,65	0,35	0,45	0,50	0,45
Total des charges d'exploitation décaissées⁽³⁾	55,40	36,45	34,35	37,65	39,55	34,35	31,65	32,70	39,20	34,40
Amortissement et épuisement	12,65	15,35	9,00	8,80	11,25	7,30	7,20	7,60	10,00	8,00
Total des charges d'exploitation⁽⁴⁾	68,05	51,80	43,35	46,45	50,80	41,65	38,85	40,30	49,20	42,40
Charges d'exploitation – Syncrude*** (\$/b)										
Charges décaissées	39,60	28,75	39,20	32,85	34,70	—	—	29,50	29,65	29,60
Gaz naturel	4,50	2,85	2,75	3,05	3,25	—	—	2,10	3,45	2,90
Charges d'exploitation décaissées⁽²⁾	44,10	31,60	41,95	35,90	37,95	—	—	31,60	33,10	32,50
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des charges d'exploitation décaissées⁽³⁾	44,10	31,60	41,95	35,90	37,95	—	—	31,60	33,10	32,50
Amortissement et épuisement	13,70	11,35	14,85	9,65	12,20	—	—	12,70	11,80	12,15
Total des charges d'exploitation⁽⁴⁾	57,80	42,95	56,80	45,55	50,15	—	—	44,30	44,90	44,65
Charges d'exploitation – production de bitume in situ seulement (\$/b)										
Charges décaissées	12,30	13,65	17,15	16,50	14,85	15,25	16,40	13,25	14,25	14,55
Gaz naturel	7,05	5,05	5,25	4,80	5,55	7,90	5,30	4,30	6,05	5,70
Total des charges d'exploitation décaissées⁽⁵⁾	19,35	18,70	22,40	21,30	20,40	23,15	21,70	17,55	20,30	20,25
Frais de démarrage de projets	0,95	1,45	2,50	3,35	2,05	2,30	1,45	0,65	1,35	1,35
Total des charges d'exploitation décaissées⁽⁶⁾	20,30	20,15	24,90	24,65	22,45	25,45	23,15	18,20	21,65	21,60
Amortissement et épuisement	5,05	4,70	5,90	5,20	5,20	6,95	6,00	5,95	6,65	6,35
Total des charges d'exploitation⁽⁷⁾	25,35	24,85	30,80	29,85	27,65	32,40	29,15	24,15	28,30	27,95

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non audité) (suite)

DONNÉES D'EXPLOITATION (suite)

	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2010	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2009
	31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010		31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009	
GAZ NATUREL										
Production brute										
Gaz naturel (Mpi ³ /j)										
Activités poursuivies	419	398	380	399	399	140	145	335	424	262
Activités abandonnées	230	138	120	8	123	60	47	182	250	135
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)										
Activités poursuivies	6,2	5,5	5,4	4,9	5,5	1,1	1,0	4,8	6,2	3,3
Activités abandonnées	7,8	2,8	2,2	0,2	3,3	2,0	2,2	5,9	8,8	4,8
Production brute totale (Mpi ³ e/j)										
Activités poursuivies	456	431	412	429	432	147	151	363	461	282
Activités abandonnées	277	155	134	9	143	72	60	218	303	164
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies ⁽¹⁾										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	5,34	3,42	3,66	3,39	3,99	5,42	3,26	2,70	3,92	3,63
Gaz naturel (\$/kpi ³)*	5,34	3,42	3,66	3,39	3,99	5,41	3,23	2,68	3,91	3,62
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	74,71	82,82	68,03	71,56	77,37	45,08	40,04	58,31	65,74	59,41
INTERNATIONAL ET EXTRACÔTIER**										
Côte Est du Canada										
Production (kb/j)										
Terra Nova	29,6	27,2	17,2	19,0	23,2	—	—	16,0	24,0	20,8
Hibernia	30,2	30,1	32,3	30,9	30,9	—	—	28,5	26,3	27,2
White Rose	14,8	13,3	16,8	13,0	14,5	—	—	5,1	13,3	10,0
Production totale	74,6	70,6	66,3	62,9	68,6	—	—	49,6	63,6	58,0
Prix de vente moyen ⁽¹⁾ (\$/b)	78,69	76,88	78,78	87,12	80,20	—	—	75,22	77,71	76,86
International										
Production (kbep/j)										
<i>Mer du Nord</i>										
Buzzard	58,6	49,3	58,6	55,6	55,5	—	—	29,4	59,9	47,8
Activités abandonnées	27,5	22,7	25,2	18,7	23,5	—	—	25,2	31,1	28,7
Total – mer du Nord	86,1	72,0	83,8	74,3	79,0	—	—	54,6	91,0	76,5
<i>Autres – International</i>										
Libye	35,4	35,4	35,4	34,7	35,2	—	—	42,7	26,0	32,6
Syrie****	—	12,8	16,5	16,9	11,6	—	—	—	—	—
Activités abandonnées	11,7	11,1	4,2	—	6,7	—	—	11,3	12,0	11,7
Total – autres – International	47,1	59,3	56,1	51,6	53,5	—	—	54,0	38,0	44,3
Production totale	133,2	131,3	139,9	125,9	132,5	—	—	108,6	129,0	120,8
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies ⁽¹⁾ (\$/bep)										
Buzzard	72,36	78,57	75,60	85,46	77,91	—	—	72,02	68,71	69,53
Autres – International	73,40	76,14	74,90	83,06	78,07	—	—	75,60	79,06	77,53
Production totale – International et extracôtier (kbep/j)	207,8	201,9	206,2	188,8	201,1	—	—	158,2	192,6	178,8

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non audité) (suite)

DONNÉES D'EXPLOITATION (suite)

	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2010	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2009
	31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010		31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009	
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION										
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)										
Carburants de transport										
Essence	21,0	22,5	22,5	22,9	22,2	8,2	8,7	18,3	23,0	14,6
Distillats	12,3	12,5	11,7	13,7	12,4	5,1	5,4	10,3	13,9	8,8
Total des ventes de carburants de transport										
	33,3	35,0	34,2	36,6	34,6	13,3	14,1	28,6	36,9	23,4
Produits pétrochimiques										
Asphalte	2,2	2,8	2,5	2,4	2,5	1,0	1,0	1,7	1,2	0,8
Autres	1,8	3,0	3,7	2,4	2,7	0,8	0,7	2,4	2,0	1,5
Total des ventes de produits raffinés										
	41,6	46,8	46,4	46,7	45,3	15,6	16,8	35,7	42,0	27,7
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)										
	31,0	30,6	30,7	29,7	30,5	11,3	11,8	25,5	28,3	29,6**
Utilisation de la capacité de raffinage (%)										
	91	90	90	87	89	84	87	94	83	87
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)										
Carburants de transport										
Essence	18,1	19,2	19,9	18,3	18,9	8,2	8,9	16,1	18,4	13,0
Distillats	16,9	16,3	17,4	23,2	18,5	5,4	5,0	11,8	15,6	9,5
Total des ventes de carburants de transport										
	35,0	35,5	37,3	41,5	37,4	13,6	13,9	27,9	34,0	22,5
Asphalte										
	1,2	1,5	1,5	0,9	1,3	1,2	1,4	1,7	0,9	1,3
Autres										
	4,4	5,2	3,7	2,0	3,8	1,0	1,8	4,6	6,0	3,4
Total des ventes de produits raffinés										
	40,6	42,2	42,5	44,4	42,5	15,8	17,1	34,2	40,9	27,2
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)										
	33,5	31,7	36,6	36,5	34,6	14,2	15,6	27,8	33,4	33,6**
Utilisation de la capacité de raffinage (%)										
	92	87	101	101	95	96	106	100	96	97

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL (non audité) (suite)

DONNÉES D'EXPLOITATION (suite)

	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2010	Trimestres clos les				Total pour l'exercice 2009
	31	30	30	31		31	30	30	31	
	mars 2010	juin 2010	sept. 2010	déc. 2010		mars 2009	juin 2009	sept. 2009	déc. 2009	
PRODUITS NETS – Activités poursuivies										
Gaz naturel (\$/kpi³e)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	6,23	5,06	4,76	4,40	5,16	5,87	3,56	3,69	5,02	4,50
Redevances	(0,91)	(0,06)	(0,50)	(0,45)	(0,49)	(0,98)	(0,88)	(0,18)	(0,71)	(0,37)
Frais de transport	(0,37)	(0,55)	(0,39)	(0,33)	(0,41)	(0,32)	(0,28)	(0,43)	(0,45)	(0,41)
Charges d'exploitation	(1,30)	(1,55)	(1,53)	(1,71)	(1,52)	(1,55)	(1,27)	(1,37)	(1,43)	(1,39)
Produits d'exploitation nets	3,65	2,90	2,34	1,91	2,74	3,02	1,13	1,71	2,43	2,33
International et extracôtier										
Côte Est du Canada (\$/b)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	80,79	78,99	81,06	89,35	82,38	—	—	77,85	79,69	79,07
Redevances	(28,78)	(28,45)	(25,49)	(29,17)	(27,99)	—	—	(21,02)	(25,26)	(23,82)
Frais de transport	(2,10)	(2,11)	(2,28)	(2,23)	(2,18)	—	—	(2,63)	(1,98)	(2,21)
Charges d'exploitation	(6,38)	(6,08)	(6,80)	(7,57)	(6,68)	—	—	(10,36)	(5,63)	(7,24)
Produits d'exploitation nets	43,53	42,35	46,49	50,38	45,53	—	—	43,84	46,82	45,80
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	74,19	80,35	77,43	87,30	79,73	—	—	75,49	70,38	71,64
Frais de transport	(1,83)	(1,78)	(1,83)	(1,84)	(1,82)	—	—	(3,47)	(1,67)	(2,11)
Charges d'exploitation	(3,09)	(3,57)	(2,90)	(2,80)	(3,07)	—	—	(2,82)	(2,90)	(2,88)
Produits d'exploitation nets	69,27	75,00	72,70	82,66	74,84	—	—	69,20	65,81	66,65
International – Autres (\$/bep)										
Prix moyen réalisé ⁽⁸⁾	73,92	76,61	75,24	82,74	78,30	—	—	76,02	79,97	78,19
Redevances	(43,28)	(36,99)	(32,06)	(18,37)	(35,06)	—	—	(46,46)	(32,12)	(39,88)
Frais de transport	(0,52)	(0,47)	(0,34)	0,32	(0,23)	—	—	(0,42)	(0,91)	(0,66)
Charges d'exploitation	(3,29)	(7,40)	(4,72)	(6,38)	(5,60)	—	—	(1,79)	(5,12)	(3,39)
Produits d'exploitation nets	26,83	31,75	38,12	58,31	37,41	—	—	27,35	41,82	34,26

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES (non audité)

(en millions de dollars)	2010	2009	2008	2007	2006
Produits tirés des activités poursuivies					
Sables pétrolifères	9 423	6 539	8 639	6 175	6 457
Gaz naturel	734	423	364	284	313
International et extracôtier	4 323	1 217	—	—	—
Raffinage et commercialisation	21 062	11 851	9 258	8 220	7 174
Siège social et éliminations	(1 192)	4 818	10 185	2 492	894
	34 350	24 848	28 446	17 171	14 838
Bénéfice (perte) net lié aux activités poursuivies					
Sables pétrolifères	1 492	557	2 875	2 474	2 775
Gaz naturel	(277)	(185)	34	7	78
International et extracôtier	1 114	323	—	—	—
Raffinage et commercialisation	801	407	(22)	406	227
Siège social et éliminations	(442)	104	(805)	78	(139)
	2 688	1 206	2 082	2 965	2 941
Flux de trésorerie liés à l'exploitation					
Sables pétrolifères	2 769	1 251	3 507	3 165	3 902
Gaz naturel	445	329	367	251	279
International et extracôtier	2 879	951	—	—	—
Raffinage et commercialisation	1 536	921	220	660	422
Siège social et éliminations	(973)	(653)	(37)	(39)	(57)
	6 656	2 799	4 057	4 037	4 546
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration					
Sables pétrolifères	3 709	2 831	7 413	4 566	2 463
Gaz naturel	178	320	342	537	458
International et extracôtier	1 096	666	—	—	—
Raffinage et commercialisation	667	380	207	351	747
Siège social et éliminations	360	70	58	175	27
	6 010	4 267	8 020	5 629	3 695
Total de l'actif	70 169	69 746	32 528	24 509	18 959
Capital investi à la clôture^(A)					
Dette à court terme et à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents	11 112	13 377	7 226	3 248	1 849
Capitaux propres	36 721	34 111	14 523	11 896	9 084
	47 833	47 488	21 749	15 144	10 933
Moins les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours	(12 889)	(13 365)	(6 583)	(4 148)	(2 649)
	34 944	34 123	15 166	10 996	8 284
Total des effectifs de Suncor (à la fin de l'exercice)	12 076	12 978	6 798	6 465	5 766

Se reporter à la page 108 pour les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES (non audité) (suite)

	2010	2009	2008	2007	2006
Dollars par action ordinaire					
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2,29	0,96	2,29	3,23	3,23
Dividendes en espèces	0,40	0,30	0,20	0,19	0,15
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	4,26	2,34	4,36	4,38	4,95
Ratios					
Rendement du capital investi (en pourcentage) ^(B)	10,1	2,6	22,5	29,3	40
Rendement du capital investi (en pourcentage) ^(C)	7,4	1,8	16,3	21,5	30,1
Rendement des capitaux propres (en pourcentage) ^(D)	10,2	5,1	16,2	28,4	39
Ratio de la dette par rapport à la dette majorée des capitaux propres (en pourcentage) ^(E)	25	29	35	24	21
Ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en nombre de fois) ^(F)	1,7	4,8	1,8	0,8	0,4
Couverture des intérêts – flux de trésorerie (en nombre de fois) ^(G)	11,9	7,2	13,0	23,4	30,6
Couverture des intérêts – bénéfice net (en nombre de fois) ^(H)	8,4	3,0	8,9	18,8	25,5

(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 (produits) de financement après impôts pour l'exercice clos, divisé par la moyenne du capital investi. Le capital moyen investi représente la somme des capitaux propres et de la dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, moins les coûts capitalisés relatifs aux projets majeurs en cours sur une base moyenne pondérée. Un rapprochement annuel de cette mesure figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR » du rapport de gestion 2010 de Suncor.

(C) Capital moyen investi, y compris les coûts capitalisés liés aux projets majeurs en cours.

(D) Bénéfice net exprimé en pourcentage de la moyenne des capitaux propres.

(E) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

(F) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents, divisée par les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour l'exercice visé.

(G) Flux de trésorerie liés à l'exploitation, majorés de la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles et intérêts débiteurs, divisés par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.

(H) Bénéfice net, majoré des impôts sur les bénéfices et des intérêts débiteurs, divisé par la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION (non audité)

	2010	2009	2008	2007	2006
SABLES PÉTROLIFÈRES					
Production (kb/j)					
Production totale (à l'exclusion de Syncrude)	283,0	290,6	228,0	235,6	260,0
Syncrude	35,2	38,5**	—	—	—
Ventes (kb/j)					
Brut léger peu sulfureux	82,3	99,6	77,0	101,7	110,5
Diesel	20,4	29,1	19,8	25,0	28,2
Brut léger sulfureux	145,2	135,7	128,7	102,3	118,2
Bitume	31,4	11,8	1,5	5,7	6,2
	279,3	276,2	227,0	234,7	263,1
Prix de vente moyen⁽¹⁾ (\$/b) (à l'exclusion de Syncrude)					
Brut léger peu sulfureux*	79,03	67,26	98,66	78,03	71,98
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	68,63	64,18	95,14	70,86	65,17
Total*	71,69	65,29	96,33	74,07	68,03
Total	69,58	61,66	95,96	74,01	68,03
Prix de vente moyen – Syncrude ⁽¹⁾ (\$/b)	80,93	77,36	—	—	—
Charges d'exploitation – total des activités (à l'exclusion de Syncrude) (\$/b)					
Charges d'exploitation décaissées ⁽²⁾	38,85	33,95	38,50	27,80	21,70
Total des charges d'exploitation décaissées ⁽³⁾	39,55	34,40	38,90	28,75	22,10
Total des charges d'exploitation ⁽⁴⁾	50,80	42,40	45,85	34,15	26,15
Charges d'exploitation – Syncrude*** (\$/b)					
Charges d'exploitation décaissées ⁽²⁾	37,95	32,50	—	—	—
Total des charges d'exploitation décaissées ⁽³⁾	37,95	32,50	—	—	—
Total des charges d'exploitation ⁽⁴⁾	50,15	44,65	—	—	—
Charges d'exploitation – production de bitume in situ seulement (\$/b)					
Charges d'exploitation décaissées ⁽⁵⁾	20,40	20,25	25,30	20,75	17,30
Total des charges d'exploitation décaissées ⁽⁶⁾	22,45	21,60	25,95	20,75	19,00
Total des charges d'exploitation ⁽⁷⁾	27,65	27,95	32,30	26,95	24,55

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION

(non audité) (suite)

	2010	2009	2008	2007	2006
GAZ NATUREL					
Production brute					
Gaz naturel (Mpi ³ /j)					
Activités poursuivies	399	262	135	138	138
Activités abandonnées	123	135	67	58	53
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)					
Activités poursuivies	5,5	3,3	1,1	1,2	1,4
Activités abandonnées	3,3	4,8	2,0	1,9	1,6
Total (Mpi ³ e/j)					
Activités poursuivies	432	282	141	146	147
Activités abandonnées	143	164	79	69	62
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies⁽¹⁾					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,99	3,63	8,21	6,50	7,30
Gaz naturel (\$/kpi ³)*	3,99	3,62	8,23	6,41	6,95
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	77,37	59,41	68,05	51,44	45,15

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION

(non audité) (suite)

	2010	2009	2008	2007	2006
INTERNATIONAL ET EXTRACÔTIER**					
Côte Est du Canada					
Production (kb/j)					
Terra Nova	23,2	20,8	—	—	—
Hibernia	30,9	27,2	—	—	—
White Rose	14,5	10,0	—	—	—
Production totale	68,6	58,0	—	—	—
Prix de vente moyen⁽¹⁾ (\$/b)	80,20	76,86	—	—	—
International					
Production (kbep/j)					
<i>Mer du Nord</i>					
Buzzard	55,5	47,8	—	—	—
Production liée aux activités abandonnées	23,5	28,7	—	—	—
Total – mer du Nord	79,0	76,5	—	—	—
<i>Autres – International</i>					
Libye	35,2	32,6	—	—	—
Syrie****	11,6	—	—	—	—
Production liée aux activités abandonnées	6,7	11,7	—	—	—
Total – autres – International	53,5	44,3	—	—	—
Production totale	132,5	120,8	—	—	—
Prix de vente moyen lié aux activités poursuivies⁽¹⁾ (\$/bep)					
Buzzard	77,91	69,53	—	—	—
Autres – International	78,07	77,53	—	—	—
Production totale – International et extracôtier (kbep/j)	201,1	178,8	—	—	—

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION

(non audité) (suite)

	2010	2009	2008	2007	2006
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION					
Est de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)					
Carburants de transport					
Essence	22,2	14,6	7,9	8,8	8,4
Distillats	12,4	8,8	5,2	5,4	3,9
Total des ventes de carburants de transport	34,6	23,4	13,1	14,2	12,3
Produits pétrochimiques	2,5	0,8	0,8	0,9	0,9
Asphalte	2,7	1,5	0,6	0,3	—
Autres	5,5	2,0	1,0	2,2	1,9
Total des ventes de produits raffinés	45,3	27,7	15,5	17,6	15,1
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	30,5	29,6**	11,0	10,9	8,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	89	87	99	98	78
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)					
Carburants de transport					
Essence	18,9	13,0	8,0	8,0	7,5
Distillats	18,5	9,5	5,6	5,2	4,6
Total des ventes de carburants de transport	37,4	22,5	13,6	13,2	12,1
Asphalte	1,3	1,3	1,2	1,4	1,2
Autres	3,8	3,4	1,2	1,3	1,1
Total des ventes de produits raffinés	42,5	27,2	16,0	15,9	14,4
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	34,6	33,6**	13,7	14,2	13,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	97	96	99	92
Établissements de vente au détail (nombre à la fin de l'exercice)					
	1 723	1 813	427	419	417

Se reporter à la page 113 pour les définitions, les abréviations et les notes explicatives.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE CONCERNANT LES FINANCES ET L'EXPLOITATION

(non audité) (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.
- (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 hors PCGR.
- (3) Charges d'exploitation décaissées totales – Comprennent 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 – Comprennent 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* – Comprennent 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* – Comprennent 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.
- ** Pour le trimestre clos le 30 septembre 2009 et la période de 12 mois close le 31 décembre 2009, le sommaire d'exploitation trimestriel reflète les résultats des activités d'exploitation depuis la fusion avec Petro-Canada le 1^{er} août 2009.
- *** Les lecteurs sont avisés que les coûts par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison des différentes façons de traiter les coûts d'exploitation et les dépenses d'immobilisations parmi les producteurs.
- **** En Syrie, la production commerciale a débuté le 19 avril 2010.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils

SOMMAIRE DES RÉSERVES ^{(1) (2) (3)}

Les tableaux ci-dessous présentent un sommaire des réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel ainsi que les valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs associés à ces réserves établis au moyen de prix et de coûts prévisionnels et préparés conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Pour obtenir plus d'information concernant les informations à fournir sur nos réserves et nos ressources, veuillez vous reporter à la rubrique « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » de notre notice annuelle datée du 3 mars 2011. Les volumes des réserves sont présentés en millions de barils (Mb), en milliards de pieds cubes (Gpi³) ou en millions de barils équivalent pétrole (Mbep).

Les estimations fournies aux présentes sur les réserves et la récupération de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et de gaz naturel ne sont que des estimations et il n'existe aucune garantie quant à la récupération des réserves estimatives. Les estimations de la valeur actualisée nette des produits nets futurs ne représentent pas la juste valeur des réserves. Rien ne garantit que les prix prévisionnels et les hypothèses concernant les coûts se concrétiseront et les écarts pourraient être importants.

Sommaire des réserves

(prix et coûts prévus)

	Pétrole brut synthétique		Bitume		Pétrole léger et moyen		Gaz naturel		LGN		Total	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Gpi ³	Gpi ³	Mb	Mb	Mbep	Mbep
Prouvées	2 906	2 500	397	337	350	241	1 376	1 124	17	11	3 900	3 276
Probables	1 003	821	1 887	1 523	313	198	660	468	13	8	3 325	2 628
Prouvées et probables	3 909	3 321	2 284	1 860	663	439	2 036	1 592	29	19	7 225	5 904

Valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs associés aux réserves prouvées et probables

(prix et coûts prévus)

(en millions de dollars, actualisés au taux annuel indiqué)

	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Exploration minière	91 520	47 876	29 165	19 876	14 696
In Situ	110 937	39 954	18 477	10 126	6 172
Côte Est du Canada	9 994	7 842	6 399	5 384	4 640
Gaz naturel	6 294	3 869	2 761	2 133	1 730
Mer du Nord	13 927	11 014	9 108	7 775	6 794
Autres – International ⁽⁴⁾	11 942	7 813	5 590	4 264	3 406
Total	244 614	118 368	71 500	49 558	37 438

Réconciliation des réserves brutes – réserves prouvées et probables

(prix et coûts prévus)

	Pétrole brut synthétique Mb	Bitume Mb	Pétrole léger et moyen Mb	Gaz naturel Gpi ³	LGN Mb	Total Mbep
31 décembre 2009 ⁽⁵⁾	4 192	2 010	743	3 757	55	7 626
Extensions et amélioration de la récupération ⁽⁶⁾	6	8	22	116	—	55
Révisions techniques ⁽⁷⁾	(184)	276	2	(427)	(11)	13
Découvertes ⁽⁸⁾	—	—	2	2	—	2
Cessions	—	—	(39)	(1 036)	(10)	(222)
Facteurs économiques ⁽⁹⁾	—	—	—	(136)	—	(23)
Production	(106)	(10)	(67)	(241)	(3)	(226)
31 décembre 2010	3 909	2 284	663	2 036	29	7 225

- (1) Les réserves brutes correspondent à la quote-part découlant de la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor avant déduction des redevances et compte non tenu des droits de redevances de Suncor. Les réserves nettes correspondent à la quote-part découlant de la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor après déduction des obligations en matière de redevances et compte tenu des droits de redevances de la Société dans la production ou les réserves.
- (2) Les volumes des réserves figurant dans les tableaux ci-dessus sont arrondis aux milliers de barils, aux milliards de pieds carrés ou aux millions de barils d'équivalent pétrole, selon le cas. Il est possible que le total ne soit pas exact en raison de l'arrondissement des montants.
- (3) Les données relatives aux réserves sont fondées sur les évaluations ou contrôles menés par GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Limited et Sproule International Limited en date du 31 décembre 2010.
- (4) Les réserves présentées sous « Autres – International », qui comprennent les réserves en Libye et en Syrie, comprennent des réserves de pétrole brut et de gaz naturel produits dans le cadre de contrats de partage de production (CPP), qui prévoient la participation de la Société aux risques et aux avantages sans toutefois transférer la propriété des produits à la Société. Veuillez vous reporter à la rubrique relative aux définitions de réserves de la notice annuelle.
- (5) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2009, Suncor avait présenté ses informations selon les obligations en vigueur aux États-Unis après avoir obtenu une dispense relativement aux exigences relatives aux valeurs mobilières au Canada. Par conséquent, les soldes de clôture présentés dans notre notice annuelle de 2009 ont été retraités pour les rendre conformes au Règlement 51-101 et au format de présentation adopté au 31 décembre 2010.
- (6) Les extensions et l'amélioration de la récupération correspondent à l'augmentation des réserves par suite de forages d'évaluation, de forages intercalaires et de l'installation de systèmes de récupération améliorés.
- (7) Les révisions techniques comprennent les modifications, à la baisse ou à la hausse, d'estimations antérieures par suite de l'obtention de nouvelles données techniques ou de la révision d'interprétations.
- (8) Les découvertes représentent de nouvelles réserves dans des réservoirs pour lesquels il n'y avait pas de réserves inscrites.
- (9) Les facteurs économiques représentent les changements liés aux prix des produits.

DONNÉES SUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS (non audité)

Les actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York sous le symbole SU.

	Trimestres clos les				Trimestres clos les			
	31 mars 2010	30 juin 2010	30 sept. 2010	31 déc. 2010	31 mars 2009	30 juin 2009	30 sept. 2009	31 déc. 2009
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement (en milliers) ^(a)	1 560 744	1 561 650	1 562 538	1 564 170	936 550	937 005	1 349 263	1 559 512
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	39,45	35,82	34,94	38,56	34,22	40,13	39,84	40,79
Bas	29,93	29,91	30,72	32,25	21,15	27,44	29,90	34,66
Clôture	33,03	31,33	33,50	38,28	28,14	35,37	37,40	37,21
Bourse de New York – \$ US								
Haut	38,22	35,71	34,17	38,49	27,92	36,93	37,31	39,62
Bas	28,04	27,65	28,56	31,53	16,95	21,61	25,51	31,84
Clôture	32,54	29,44	32,55	38,29	22,21	30,34	34,56	35,31
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	293 414	334 463	237 687	241 413	408 851	361 886	339 790	277 779
Bourse de New York	503 927	582 189	302 054	374 370	778 887	697 065	541 485	436 930
Données par action ordinaire (en dollars)								
Bénéfice net attribuable aux titulaires d'actions ordinaires	0,46	0,31	0,65	0,87	(0,20)	(0,06)	0,69	0,29
Dividendes en espèces	0,10	0,10	0,10	0,10	0,05	0,05	0,10	0,10

(a) La Société comptait approximativement 3 600 titulaires inscrits d'actions ordinaires au 31 janvier 2011.

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 2010, Suncor a versé un dividende global de 0,40 \$ 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.

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.

Auditeur indépendant

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

Évaluateurs de réserves indépendants

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Limited et Sproule International Limited.

Assemblée annuelle

L'Assemblée annuelle des actionnaires de Suncor aura lieu à 10 h 30 (heure de Calgary), le 3 mai 2011, au Telus Convention Centre, 120 - 9^e Avenue S.E., Calgary (Alberta). Les présentations seront faites en direct par webdiffusion à www.suncor.com/webdiffusions.

Siège social

C.P. 2844, 150 - 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3E3 Canada
Téléphone : 403-296-8000 Sans frais : 1-866-SUNCOR-1
Télécopieur : 403-296-3030 Courriel : info@suncor.com

Demandes des analystes et des investisseurs

Steve Douglas, vice-président, Relations avec les investisseurs
Numéro sans frais : 1-800-558-9071 Courriel : 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. 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. Pour recevoir les communiqués de Suncor, inscrivez-vous au service Alertes courriels, 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. 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.

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, y compris 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 ou en composant le 1-800-558-9071.

Mel E. Benson⁽¹⁾⁽²⁾

(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 propriétaire de Tenax Energy Inc., de Winalta 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⁽²⁾⁽³⁾

(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⁽³⁾⁽⁴⁾

(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⁽⁵⁾

(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, lieutenant-colonel honoraire du South Alberta Light Horse 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⁽¹⁾⁽⁴⁾

(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 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⁽²⁾⁽³⁾

(indépendant)

Essen (Allemagne)

Administrateur depuis 2009 (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 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⁽¹⁾⁽²⁾

(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 KBR Inc.

Jacques Lamarre⁽¹⁾⁽²⁾

(indépendant)

Montréal (Québec)

Administrateur depuis 2009

Jacques Lamarre a été président et chef de la direction du Groupe SNC Lavallin de 1996 à 2009. 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 agit également à titre de conseiller stratégique auprès du cabinet d'avocat Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L., S.R.L. M. Lamarre est titulaire d'un baccalauréat ès arts 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, de l'Université de Moncton et de l'Université Laval.

Brian F. MacNeill⁽³⁾⁽⁴⁾

(indépendant)

Calgary (Alberta)

Administrateur depuis 2009 (de 1995 au 31 juillet 2009 à Petro-Canada)

Brian MacNeill est titulaire d'un baccalauréat en commerce et est comptable agréé et Certified Public Accountant. Auparavant, M. MacNeill a été directeur et président du conseil d'administration de Petro-Canada. 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⁽¹⁾⁽²⁾

(indépendante)

Edmonton (Alberta)

Administratrice depuis 2009 (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^{me} 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⁽³⁾⁽⁴⁾

(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⁽¹⁾⁽⁴⁾

(indépendant)

Calgary (Alberta)

Administrateur depuis 2009 (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 d'audit. 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⁽³⁾⁽⁴⁾

(indépendante)

West Vancouver (Colombie-Britannique)

Administratrice depuis 2006

Depuis le 1^{er} janvier 2009, M^{me} 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^{me} 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 Lassonde 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 des ressources humaines et de la rémunération

(2) Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable

(3) Comité d'audit

(4) Comité sur la gouvernance

(5) À titre de président, M. Ferguson, qui bénéficie d'une invitation permanente, est considéré comme membre d'office de tous les comités.

CADRES DE LA DIRECTION

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, Entreprises de sables pétrolifères

Boris Jackman

Vice-président directeur, Raffinage et commercialisation

François Langlois

Vice-président principal, Exploration et production

Sue Lee

Vice-présidente principale, Ressources humaines et communications

Mark Little

Vice-président directeur, Sables pétrolifères

Bart Demosky

Chef des finances

Mike MacSween

Vice-président principal, In Situ

Kevin D. Nabholz

Vice-président directeur, Projets majeurs

Janice Odegaard

Vice-présidente directrice, avocate générale et secrétaire générale

Anil Shah

Vice-président et trésorier

Andrew Stephens

Vice-président principal, Services d'entreprise

Jay Thornton

Vice-président directeur, Approvisionnement, échanges et développement énergétiques



C.P. 2844, 150 - 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
téléphone : (403) 296-8000 télécopieur : (403) 296-3030 info@suncor.com www.suncor.com

RAPPORT ANNUEL SUNCOR ÉNERGIE INC. 2010