

SUNCOR ÉNERGIE INC.

Rapport annuel 2012

SUNCOR ÉNERGIE Inc. (Suncor) est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment le développement et la valorisation de sables pétrolières, la production pétrolière et gazière classique et extracôtière, le raffinage du pétrole et 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.

TABLE DES MATIÈRES

1	Principales données financières
2	Mises en garde
4	Message du chef de la direction aux actionnaires
8	Modèle d'affaires intégré de Suncor
10	Système de gestion de l'excellence opérationnelle de Suncor
11	Notre tableau de pointage
14	Prévisions de la Société pour 2013
16	Sommaire des réserves et des ressources
19	Rapport de gestion
97	Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière
98	Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
99	Rapport de l'auditeur indépendant
101	États financiers consolidés audités et notes annexes
141	Information supplémentaire concernant les finances et l'exploitation
152	Données sur la négociation des actions

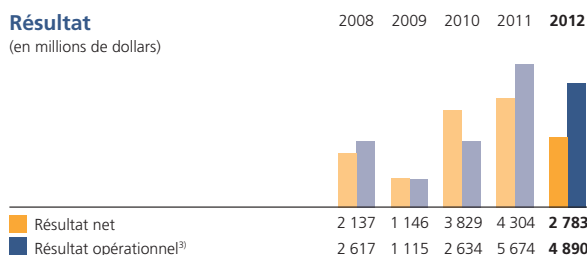
Une liste des abréviations utilisées dans le présent document est présentée ci-dessous :

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	barils	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour	C.-B.	Colombie-Britannique
Mb	millions de barils	\$ ou \$ CA	Dollar canadien
bep	barils équivalent pétrole	\$ US	Dollar américain
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	£	Livre sterling
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	€	Euro
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour		
Mbep/j	millions de barils équivalent pétrole par jour		
		<u>Contexte financier et commercial</u>	
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	IFRS	Normes internationales d'information financière
kpi ³ e	milliers de pieds cubes d'équivalent gaz naturel	PCGR	Principes comptables généralement reconnus
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	TSX	Bourse de Toronto
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	NYSE	Bourse de New York
Mpi ³ e	millions de pieds cubes d'équivalent gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes d'équivalent gaz naturel par jour	WCS	Western Canadian Select
		PBS	Pétrole brut synthétique
Gpi ³	milliards de pieds cubes de gaz naturel	NYMEX	New York Mercantile Exchange
		LGN	Liquides de gaz naturel
m ³	mètres cubes		
m ³ /j	mètres cubes par jour		
MW	mégawatts		

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES ^{1), 2)}

Résultat

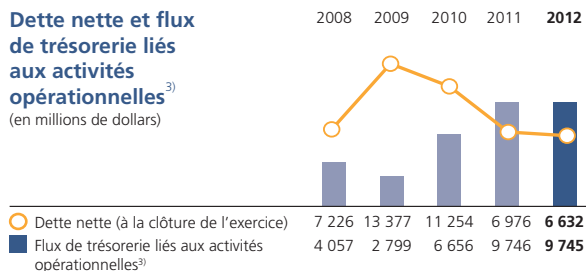
(en millions de dollars)



Le résultat net de 2012 comprend une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet d'usine de valorisation Voyageur.

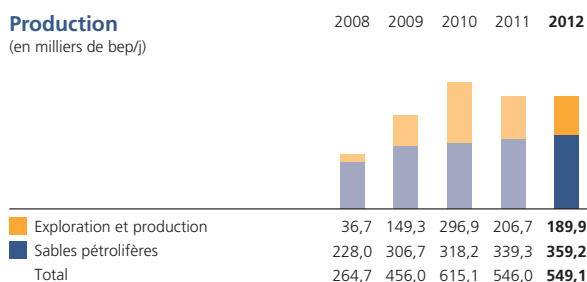
Dettes nettes et flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles³⁾

(en millions de dollars)



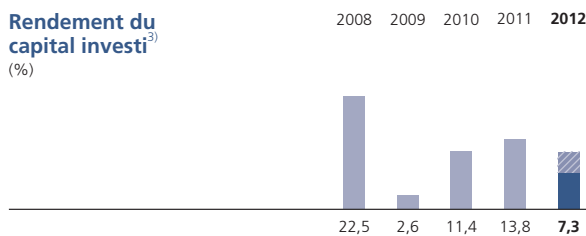
Production

(en milliers de bep/j)



Rendement du capital investi³⁾

(%)



La comptabilisation d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet d'usine de valorisation Voyageur a eu une incidence de l'ordre de 4 % sur le rendement du capital investi.

Autres indicateurs clés ^{1), 2)}

Exercices clos les 31 décembre	2008	2009	2010	2011	2012
Financiers (en dollars par action ordinaire)					
Résultat net – de base	2,29	0,96	2,45	2,74	1,80
Résultat net – dilué	2,26	0,95	2,43	2,67	1,79
Résultat opérationnel ³⁾ – de base	2,81	0,93	1,69	3,61	3,17
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ³⁾ – de base	4,36	2,34	4,25	6,20	6,31
Dividende	0,20	0,30	0,40	0,43	0,50
Financiers (en millions de dollars)					
Produits des activités ordinaires (déduction faite des redevances) ⁴⁾	17 098	17 459	31 315	38 339	38 208
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	8 020	4 267	6 010	6 850	6 959
Actif total	32 528	69 746	68 607	74 777	76 449
Cours des actions ordinaires aux 31 décembre (clôture)					
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)	23,72	37,21	38,28	29,38	32,71
Bourse de New York (en dollars américains)	19,50	35,31	38,29	28,83	32,98
Ratios clés					
Dettes/dettes plus les capitaux propres (en pourcentage)	35	29	26	22	22
Dettes nettes/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en nombre de fois) ³⁾	1,8	4,8	1,7	0,7	0,7

1) Les montants présentés pour les exercices 2010 à 2012 sont fondés sur l'information préparée selon les IFRS. Les montants présentés pour les exercices 2008 et 2009 sont présentés selon les PCGR canadiens en vigueur avant le 1^{er} janvier 2011 (le « référentiel comptable antérieur »). Les utilisateurs de cette information sont prévenus que les montants présentés pour les exercices 2008 et 2009 peuvent ne pas être directement comparables à ceux des exercices 2010 à 2012.

2) Les données pour l'exercice 2008 et pour une partie de l'exercice 2009 (du 1^{er} janvier au 31 juillet) correspondent aux résultats de Suncor avant sa fusion avec Petro-Canada et ne tiennent pas compte des résultats de Petro-Canada.

3) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le rendement du capital investi (compte non tenu des coûts relatifs aux projets majeurs en cours) sont des mesures financières hors PCGR, de même que les données par action ordinaire et autres indicateurs clés qui reposent sur ces données financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du présent rapport annuel.

4) La Société a reclassé les produits opérationnels des exercices précédents afin de rendre compte de la présentation, pour le montant net, de certaines transactions d'achat de production de pétrole auprès de tiers et de vente de production de pétrole à des tiers dans le secteur Sables pétroliers, lesquelles transactions étaient auparavant présentées pour le montant brut.

MISES EN GARDE

Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses formulées par Suncor à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les efficacités du capital investi et les économies de coûts; les taux de redevance applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps opportun des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections 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 ou de décisions d'investissement, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats opérationnels et de résultats financiers, d'activités futures en matière de financement et d'immobilisations, et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentrer sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « devrait » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs du présent rapport annuel comprennent ceux qui sont mentionnés à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion figurant dans le présent rapport annuel, ainsi qu'aux rubriques « Message du chef de la direction aux actionnaires », « Modèle d'affaires intégré de Suncor » et « Notre tableau de pointage » du présent rapport annuel, notamment :

- la prévision de Suncor que le coût de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag sera inférieur d'environ 15 % au coût estimatif annoncé de 2,0 G\$ et que le complexe Firebag atteindra un taux de production de 180 000 b/j au cours de l'exercice à venir, et que Suncor deviendra le plus grand producteur de sables pétrolière *in situ*;
- les charges opérationnelles décaissées ciblées par Suncor pour son secteur Sables pétrolières;
- les projets de dépenses en immobilisations de Suncor pour 2013;
- l'opinion de Suncor que les sables pétrolières demeurent essentiels pour parvenir à une autosuffisance énergétique en Amérique du Nord;
- l'opinion de Suncor qu'elle sera en mesure de financer intégralement son programme d'immobilisations pour 2013 au moyen des fonds provenant de ses activités opérationnelles;
- les objectifs environnementaux de Suncor à atteindre d'ici 2015;
- la prévision de Suncor quant au début de la production de pétrole pour Hebron et Golden Eagle;
- les stratégies de croissance à long terme et d'affaires de Suncor;
- l'opinion de Suncor que l'accent mis sur la fiabilité, conjugué aux initiatives de réduction des risques opérationnels, la positionnera favorablement pour lui permettre de dégager continuellement de solides résultats;
- l'opinion de Suncor que l'avancement de divers projets de désengorgement en 2013 se traduira par de nouvelles économies de coûts et un rendement accru;
- les prévisions de Suncor concernant la production et le taux d'utilisation des raffineries pour 2013 et d'autres objectifs;
- la prévision de Suncor selon laquelle la grande qualité de ses réserves et de ses ressources *in situ* lui permettra de conserver sa position de chef de file du secteur de la production *in situ*.

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 qui sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés prospectifs, et le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment. 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, notamment sous la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans la notice annuelle et le formulaire 40-F de

Suncor pour l'exercice 2012 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, ces facteurs étant intégrés par renvoi aux présentes. 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. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Toutes les informations financières sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport annuel, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi (le « RCI ») et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du résultat opérationnel et des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec les mesures établies selon les PCGR sont présentés aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le RCI sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du

rapport de gestion. Ces mesures financières hors PCGR sont présentées parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors 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. Elles ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en milliers de pieds cubes équivalent (kpi³e) et en millions de pieds cubes équivalent (Mpi³e), en supposant qu'un baril équivaut à six mille pieds cubes. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) et en milliers de bep (kbep) selon le même ratio. Les mesures exprimées en kpi³e, Mpi³e, 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 liquide de gaz naturel 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 une équivalence de la valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

MESSAGE DU CHEF DE LA DIRECTION AUX ACTIONNAIRES

L'année 2012 a été une année riche en événements durant laquelle nous avons notamment consolidé les bases de la réussite à long terme de notre entreprise. Il s'agit également d'une année de transition pour le secteur de l'exploitation des sables pétrolifères et pour Suncor, ainsi qu'en ce qui me concerne personnellement. Suncor a réagi à l'accroissement de la surveillance environnementale et aux conditions difficiles du marché en participant aux mesures visant l'amélioration de la performance environnementale, en privilégiant une approche rigoureuse en matière de dépenses, en optimisant nos actifs actuels et en mettant à profit notre modèle intégré. Au cours de cette période, j'ai également accepté les fonctions de chef de la direction de Suncor.

En tant que l'un des maîtres d'œuvre de notre stratégie, j'ai cherché à réviser et à préciser nos priorités afin de m'assurer que nous pourrions réagir efficacement à l'évolution de la dynamique du marché. Comme je l'ai clairement indiqué dès le départ, il est indispensable de s'adapter sans cesse dans un secteur en constante évolution comme celui de l'énergie.

Peu après mon entrée en fonction, j'ai rassemblé l'équipe de haute direction de Suncor afin de revoir la stratégie de la Société. Nous nous sommes entendus sur la nécessité de concentrer nos efforts sur l'amélioration continue de tous les aspects de nos activités, tout en réduisant les coûts décaissés des activités de notre secteur Sables pétrolifères. Nous avons aussi convenu de ne pas rechercher la croissance à tout prix, mais de viser plutôt une croissance rentable en accordant une attention constante à la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et à l'excellence opérationnelle, tout en procurant des rendements plus élevés à nos actionnaires.

Ce contexte représente à nos yeux le moment ou jamais de prendre la tête en tant que société jouissant d'un positionnement exceptionnel pour créer de la valeur et assurer une croissance méthodique au cours des années à venir.

2012 : Notre force passe par l'intégration

L'année 2012 a été un autre excellent exercice pour Suncor, en grande partie grâce à son solide modèle d'affaires intégré. Le résultat opérationnel s'est établi à 4,890 G\$ et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, à 9,745 G\$. La Société a affiché des flux de trésorerie stables et une situation financière vigoureuse, et elle a démontré sa capacité de financer la croissance au moyen des ressources générées en interne tout en

augmentant sans cesse les liquidités redistribuées aux actionnaires.

Alors que les prix obtenus pour le secteur des sables pétrolifères ont été considérablement moins élevés que ceux du pétrole brut à l'échelle mondiale pour l'année, le modèle intégré de Suncor nous a permis de récupérer à 96 % les prix qui ont été obtenus à l'échelle mondiale pour notre production.

Suncor a enregistré une production de 549 100 b/j pour 2012, dont 359 200 b/j provenaient du secteur Sables pétrolifères et 189 900 b/j provenaient du secteur Exploration et production. La production du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) a atteint le niveau record de 342 800 b/j au quatrième trimestre de 2012.

Sur le plan international, Suncor a repris ses activités en Libye par suite du changement du régime politique et de la levée des sanctions contre ce pays. Les activités en Syrie demeurent suspendues en raison de l'instabilité politique persistante et des sanctions internationales. Nous avons maintenu notre décision de ne pas exercer d'activités dans un pays tant que nous ne pouvons le faire de façon sécuritaire et responsable et dans le respect des lois internationales.

Porter une attention constante à l'excellence opérationnelle

L'excellence opérationnelle est une préoccupation constante pour Suncor depuis quelques années. Il reste du travail à faire, notamment en ce qui a trait à la fiabilité de nos usines de valorisation des sables pétrolifères, mais j'ai constaté de nombreux signes de progrès et j'ai confiance en notre capacité de nous améliorer.

Cette confiance repose entre autres sur l'efficacité soutenue dont nous avons fait preuve au chapitre de la réalisation de notre projet *in situ* Firebag. Le processus d'accroissement de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement de Firebag s'est parfaitement déroulé et nous prévoyons que la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, où la production de pétrole a commencé plus tôt que prévu, coûtera 15 % de moins que les 2,0 G\$ prévus. Étant donné l'exécution et la mise en œuvre efficaces de ces projets, nous prévoyons atteindre une production de 180 000 b/j au complexe Firebag au cours de l'exercice à venir, ce qui fera de Suncor le plus grand producteur de sables pétrolifères *in situ*.

Les progrès du secteur Raffinage et commercialisation m'inspirent aussi confiance. Les raffineries de Suncor ont fait preuve d'une fiabilité de classe mondiale, leur taux d'utilisation s'étant établi à 95 % pour l'exercice. Elles sont aussi demeurées parmi les plus rentables en Amérique du Nord, si l'on se fie au produit du baril par jour tiré de la capacité de raffinage de pétrole brut, grâce à la fiabilité des activités opérationnelles, à un coût des charges d'alimentation favorable et une intégration rentable avec notre production en amont. Vu la fiabilité démontrée et l'amélioration continue de la performance, Suncor a revu à la hausse les capacités nominales de trois des quatre raffineries depuis 2011.

Afin de mettre à profit l'expertise tirée de nos activités en aval, nous cherchons de nouvelles façons de partager les leçons apprises en affectant les dirigeants qui occupaient des postes clés dans ces raffineries à notre secteur Sables pétrolifères.

La sécurité demeure une valeur fondamentale pour Suncor : si nous ne pouvons effectuer un travail de façon sécuritaire, nous ne le ferons pas. La performance en matière de sécurité constitue un excellent indicateur de la rigueur opérationnelle et nous continuons de faire des progrès dans le cadre de notre programme Objectif zéro qui vise à réduire et ultimement éliminer les blessures au travail. La fréquence totale des blessures s'est améliorée de 21,1 % par rapport à 2011, et celle des blessures consignées, de 19,2 % pour la même période. L'amélioration de la performance de la Société est encourageante à cet égard, mais nous poursuivons nos efforts en sachant qu'il y a encore du travail à faire.

La gestion rigoureuse des dépenses est un autre élément essentiel de notre excellence opérationnelle. Nous sommes conscients que Suncor doit être un concurrent à faibles coûts dans le secteur au sein duquel nous exerçons nos activités, et nous avons fait des progrès importants à cet égard en 2012.

Nous continuons à réduire les charges opérationnelles décaissées de notre secteur Sables pétrolifères. Nous avons fait des progrès importants en matière de réduction de coûts en améliorant la productivité, la fiabilité et la technologie, ce qui s'est traduit par une diminution de 2 \$ des charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères en 2012. Les prévisions relatives aux charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, qui se situent entre 33,50 \$ et 36,50 \$ pour 2013, rendent compte de notre confiance de voir se poursuivre cette tendance favorable.

Les importants flux de trésorerie que nous avons dégagés nous offrent une grande souplesse. Nous avons établi trois grandes priorités pour l'affectation des flux de trésorerie : investir dans la fiabilité à long terme de nos actifs

existants, financer une croissance rentable et redistribuer des liquidités aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachats d'actions.

Notre taux de dividendes annuel composé a augmenté de 21 % au cours des cinq derniers exercices, compte tenu de l'augmentation de 18 % annoncée en mai 2012. Nous avons également mis en œuvre un programme de rachat d'actions de 1,5 G\$ en septembre et avons autorisé le lancement d'un nouveau programme de rachat de 1,0 G\$ en 2012. Nous considérons toujours ces rachats comme un investissement intéressant qui sert au mieux les intérêts de notre Société et de nos actionnaires.

Grâce à sa gestion rigoureuse et prudente des dépenses, Suncor affiche une situation financière vigoureuse et des ratios de la dette à la trésorerie plus bas que jamais et devrait être en mesure de financer intégralement son programme d'immobilisations pour 2013 au moyen des fonds provenant des activités opérationnelles. Dans un contexte de volatilité des prix des marchandises, notre stratégie a prouvé sa valeur en nous permettant de financer nos plans de croissance rentable et de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

Développement durable

Outre faciliter l'augmentation de la production et de la rentabilité, la fiabilité et l'efficacité opérationnelles devraient aussi nous aider à nous améliorer en tant qu'entreprise d'énergie durable. Chaque baril d'eau que nous économisons et chaque réduction d'émissions polluantes liées à nos activités se traduisent par une diminution des coûts des intrants et favorisent l'approbation sociale de nos activités et de notre croissance.

Suncor est mue par une vision de développement durable axée sur trois principes fondamentaux. Nous nous efforçons d'être les gardiens fidèles des ressources naturelles en faisant figure de leader en matière de prospérité économique, d'améliorer le bien-être collectif et de maintenir un environnement sain pour aujourd'hui et pour demain. Cette façon de faire nous permet de créer de la valeur pour nos actionnaires et de soutenir les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités.

L'investissement dans la technologie et l'innovation est essentiel à l'atteinte de ces objectifs. Nos investissements nous ont permis de réduire de moitié les émissions de gaz à effet de serre par baril liées à nos sites d'exploitation minière depuis 1990 et de diminuer notre consommation d'eau douce de plus de 30 % au cours des six dernières années. En 2012, nous avons franchi une nouvelle étape en terminant la construction des infrastructures requises pour mettre en œuvre notre nouveau procédé de réduction des résidus. À ce jour, cette technologie a

permis à Suncor d'accélérer les projets de remise en état et, plus particulièrement, d'annuler les projets concernant cinq bassins de résidus.

Nous demeurons un chef de file du secteur en poursuivant des objectifs de performance environnementale stratégiques, transparents et au-delà de la conformité. D'ici 2015, nous visons, par rapport aux données de 2007, une réduction de 12 % de la consommation d'eau douce, une accélération de 100 % de la remise en état de sols perturbés, une amélioration de 10 % de l'efficacité énergétique et une diminution de 10 % des émissions polluantes. Ces améliorations ciblées visent l'ensemble de l'entreprise et sont exprimées en valeur absolue, sauf l'amélioration de l'efficacité énergétique qui est fondée sur l'intensité. Des discussions ont déjà été amorcées afin d'établir les objectifs de performance à atteindre après 2015.

En cette période de croissance à l'échelle du secteur, nous sommes conscients que le développement durable pose des défis qui transcendent nos activités. J'ai donc été très heureux de travailler avec les chefs de la direction et les hauts dirigeants de plus d'une douzaine d'autres sociétés dans le cadre du lancement de *l'Alliance pour l'innovation dans l'exploitation des sables bitumineux* (COSIA) en 2012.

La COSIA a pour but de mettre de l'avant des exigences plus élevées en ce qui a trait à la performance environnementale dans quatre domaines clés : eau, sols, résidus et gaz à effet de serre. Elle s'appuie aussi sur les réalisations de Suncor en s'engageant publiquement à établir certains objectifs précis de performance. En matière d'environnement, nous savons que la somme de ce que nous faisons collectivement sera plus grande que nos actions individuelles. Je crois aussi fermement que la COSIA est un exemple de collaboration qui revient à construire des passerelles plutôt qu'ériger des murs; cette collaboration est essentielle si nous voulons répondre aux attentes des parties prenantes et garantir un développement de l'énergie responsable et durable.

La voie à suivre : une croissance méthodique

Depuis ma nomination en tant que président et chef de la direction, j'ai insisté sur le fait que, bien que notre plan de croissance doive comporter des cibles et des objectifs, nous prendrons d'abord le temps nécessaire pour nous assurer que nos projets créent le plus de valeur possible pour nos actionnaires. Nous devons mettre l'accent sur le coût et la qualité plutôt que de nous contenter de fixer des dates cibles. Cette recherche de la croissance rentable est le fondement de chaque décision que nous prenons.

Nous appliquons cette philosophie à toutes nos dépenses en immobilisations. En particulier, Suncor a travaillé en collaboration avec ses partenaires pour entreprendre des

examens détaillés de chacun des projets de croissance de son secteur Coentreprises des Sables pétrolifères, en mettant l'accent sur le coût et la qualité, en vue de générer de la valeur à long terme pour ses actionnaires.

Une croissance méthodique et rentable ne peut être atteinte qu'en faisant des choix stratégiques en fonction de l'évolution des conditions du marché. Ces conditions expliquent pourquoi nous estimons que le projet d'usine de valorisation Voyageur n'est peut-être plus viable du point de vue économique. Le marché nord-américain de l'énergie a changé depuis notre proposition initiale de construire une troisième usine de valorisation de sables pétrolifères. Plus particulièrement, vu les volumes considérablement plus élevés de pétrole de formation imperméable produits aujourd'hui, l'offre de pétrole peu sulfureux léger risque de devenir excédentaire sur le continent. Comme une usine de valorisation bénéficie de l'écart entre les bruts légers et les bruts lourds, ce contexte d'abondance de pétrole de formation imperméable place l'usine Voyageur dans une position précaire sur le plan économique. Cette situation nous a amenés à examiner le projet avec notre partenaire en vue de prendre une décision concernant l'autorisation des dépenses relativement au projet d'ici la fin du premier trimestre de 2013.

Si la production de pétrole de formation imperméable ne cesse d'augmenter, nous sommes d'avis que le pétrole brut tiré des sables pétrolifères demeure une composante essentielle à l'atteinte de l'autosuffisance énergétique en Amérique du Nord. Nous y voyons aussi une occasion de percer de nouveaux marchés. Nous reconnaissons qu'il faut mettre en place les infrastructures requises pour répondre aux besoins de ces nouveaux marchés car nous croyons qu'il est à notre avantage d'avoir plus d'un débouché pour nos produits.

En tant que gardiens fidèles des précieuses ressources de sables pétrolifères au Canada, nous sommes en bonne position pour réussir. Notre plan de croissance prévoit un dosage prudent de projets miniers et de projets *in situ* en vue d'assurer une diversification interne, étant donné les différences qui existent entre les structures de coûts opérationnelles et de coûts en capital et les progrès technologiques potentiels associés à ces deux méthodes de récupération.

Mis à part le secteur Sables pétrolifères, nous visons également la croissance de la production du secteur Exploration et production, y compris en ce qui a trait à notre participation directe dans le projet Hebron mené au large de la côte est du Canada, pour lequel l'autorisation des dépenses a été reçue en 2012 et où la production de pétrole devrait commencer à la fin de 2017, et à notre participation directe dans le projet Golden Eagle mené

dans la portion britannique de la mer du Nord, où la production de pétrole devrait commencer à la fin de 2014 ou au début de 2015.

Notre plan de dépenses en immobilisations de 7,3 G\$ pour 2013 prévoit un équilibre entre le financement des projets de croissance et du maintien des actifs, tout en mettant l'accent sur une approche rigoureuse en matière d'investissement et la réalisation de projets à faibles coûts et à rendement élevé.

Un travail d'équipe

L'expertise et la motivation des employés de Suncor sont à la base de tout ce que notre Société s'efforce de réaliser, du début à la fin. Je travaille dans le secteur de l'énergie depuis 35 ans et je peux vous dire une chose : jamais je n'ai travaillé avec des gens plus brillants et plus dévoués que les gens de Suncor.

Chaque jour, nos employés font de leur mieux et démontrent leur amour du travail bien fait et leur

intégrité. Ils comprennent que nous sommes tous liés et contribuons à quelque chose de plus grand.

Je suis aussi redevable aux membres du conseil d'administration de Suncor, qui supervisent tous les aspects de la gouvernance et veillent de façon extraordinaire aux intérêts des parties prenantes. Ils excellent à remettre en question les décisions de notre équipe de haute direction afin d'assurer une amélioration continue et une croissance responsable de notre Société.

Quand je regarde notre personnel, je sais que nous pouvons créer beaucoup de valeur pour vous, les actionnaires. Au nom des employés de Suncor, de la direction et du conseil d'administration, je vous remercie de votre appui indéfectible.

A handwritten signature in black ink that reads "Steve. Williams".

Steve Williams

Président et chef de la direction

MODÈLE D'AFFAIRES INTÉGRÉ DE SUNCOR

Le modèle d'affaires intégré et diversifié de Suncor vise à maximiser les prix obtenus sur le marché et les marges nettes réalisées sur la production en amont. Suncor exerce des activités à toutes les étapes de l'industrie pétrolière et gazière, depuis l'extraction des ressources jusqu'au raffinage et à la vente au détail. Ce portefeuille diversifié d'actifs aide à financer les projets de croissance, atténue une partie de la volatilité de nos produits tirés des activités ordinaires et réduit le risque lié au financement auquel la Société est exposée du fait de la fluctuation des cycles économiques.

Comment le modèle d'affaires de Suncor est-il intégré et diversifié?

Suncor traite le pétrole brut lourd et le pétrole brut synthétique afin de le transformer en produits pétroliers raffinés dont la valeur est plus grande.

Au cours des dernières années, Suncor a effectué d'importants investissements dans ses raffineries terrestres pour assurer le traitement de la production tirée des sables pétrolifères. La capacité des raffineries de Suncor de traiter la production du secteur Sables pétrolifères a permis à la Société de récupérer l'écart entre le prix du WTI et les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale pour la majeure partie de sa production, les prix des produits raffinés étant liés au prix du brut Brent sur les marchés mondiaux.

Pour la majeure partie du reste de la production de pétrole brut en amont du secteur Exploration et production de Suncor, les prix obtenus sont directement fondés sur le prix du brut Brent.

Suncor valorise l'essentiel de sa production de bitume en produits légers ayant une plus grande valeur.

La capacité de valorisation de Suncor permet à la Société de récupérer l'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd en transformant le bitume en pétrole brut synthétique léger. Le modèle de valorisation souple de Suncor favorise l'optimisation des prix obtenus en permettant à la Société d'adapter le pétrole brut synthétique aux caractéristiques souhaitées par les clients de son secteur du raffinage, ou de gérer les contraintes internes ou externes.

Suncor rejoint les consommateurs de carburants raffinés et de produits de spécialité grâce à son vaste réseau de commercialisation.

Les circuits de vente au détail, de vente de gros et de commercialisation des lubrifiants ont fait augmenter davantage les marges à la sortie de la raffinerie. Grâce à ses points de vente de marque Petro-Canada, Suncor conserve sa place de chef de file de la vente au détail au Canada.

Suncor optimise les prix obtenus pour la vente de barils de sables pétrolifères en misant sur l'infrastructure des étapes médianes de la chaîne logistique.

Le secteur Négociation de l'énergie de Suncor a conclu des ententes visant le transport par pipeline et le stockage qui permettent à Suncor d'optimiser les prix obtenus pour la production tirée des sables pétrolifères.

La diversification de la production et des actifs de Suncor permet de parer les fluctuations des prix du gaz naturel.

La baisse des prix du gaz naturel nord-américain enregistrée au cours des dernières années a fait reculer les flux de trésorerie provenant de la production de gaz naturel dans l'Ouest canadien, mais cette réduction a été plus que compensée par une diminution des charges opérationnelles au titre de la production de vapeur et d'énergie à nos installations d'extraction des sables pétrolifères et de raffinage.

Quelle a été la performance du modèle intégré de Suncor en 2012 ?

Malgré une conjoncture difficile, Suncor a dégagé d'importants flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en 2012, avantagée par sa base d'actifs diversifiée et par l'équilibre apporté par un modèle intégré qui l'a protégée de la volatilité des prix sur le marché.

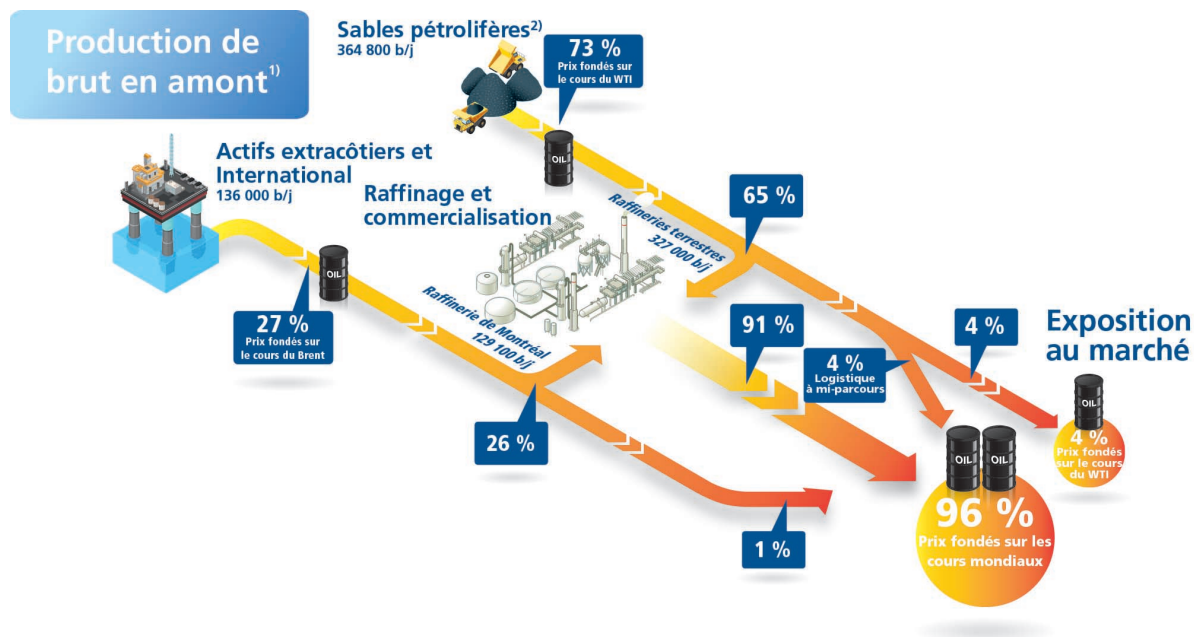
Le modèle intégré de Suncor l'a protégée des fluctuations de prix en 2012.

Le modèle intégré de Suncor a contribué à la protéger des fluctuations de prix en 2012, notamment les fluctuations du WTI, le recul des prix du pétrole brut synthétique par rapport au prix du WTI et l'accroissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole brut. Parallèlement, Suncor a bénéficié de marges de craquage élevées.

Suncor a récupéré l'écart sur le prix du pétrole à l'échelle mondiale sur environ 96 % de sa production de pétrole brut en amont.

Même si le WTI s'est négocié à un escompte considérable par rapport au brut Brent pendant la majeure partie de 2012, Suncor a récupéré des prix liés à ceux des marchés mondiaux du brut sur plus de 96 % de sa production de pétrole brut en amont.

Environ 73 % de la production de pétrole brut en amont de Suncor pour 2012 provient de l'Ouest canadien, et en grande partie de la production du secteur Sables pétrolifères. Même si les prix obtenus pour cette production étaient essentiellement liés aux prix du WTI, la capacité des raffineries terrestres de Suncor de 318 000 b/j a permis à cette dernière d'obtenir des prix correspondant aux prix des marchés mondiaux pour la majeure partie de sa production.



1) D'après les volumes de production de Suncor et les volumes de production de ses raffineries pour 2012.

2) Comprend 5 600 b/j de liquides de gaz naturel et de pétrole brut provenant de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Comment la stratégie intégrée et diversifiée de Suncor est-elle positionnée pour l'avenir ?

Suncor continue de centrer ses efforts sur l'intégration.

La production en amont augmentant sans cesse, l'amélioration de l'intégration entre les actifs de Suncor demeure une importante priorité pour la Société. Suncor examine actuellement des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir des charges d'alimentation de l'Ouest canadien et continue de rechercher des occasions d'optimiser la production de pétrole brut en mettant à profit les raffineries terrestres de la Société afin de favoriser une plus grande harmonisation avec la composition de la production du secteur Sables pétrolifères.

La stratégie de croissance à long terme de Suncor prévoit une répartition équilibrée des projets majeurs de mise en valeur, tout en mettant l'accent sur l'optimisation de l'ensemble des actifs existants et l'investissement dans de nouvelles infrastructures destinées à accroître la souplesse commerciale et la capacité de transport.

Les réserves et ressources importantes auxquelles a accès Suncor lui offrent de nombreuses occasions de croissance

rentable dans le secteur des sables pétrolifères. Suncor évalue actuellement des occasions d'exploitation minière et d'exploitation *in situ*. Les dépenses en immobilisations prévues à court terme seront aussi affectées à l'optimisation des actifs existants dans le cadre de divers projets de désengorgement.

Les dépenses en immobilisations du secteur Exploration et production portent notamment sur Golden Eagle, l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia et Hebron. Suncor explore actuellement de nouvelles zones en Norvège et dans la portion britannique de la Mer du Nord.

Suncor et le secteur des sables pétrolifères étudient actuellement des possibilités d'expédier, en s'appuyant sur une logistique à multiples facettes, le pétrole brut tiré des sables pétrolifères aux marchés de la côte américaine du golfe du Mexique, de la côte Ouest canadienne, de l'Ontario, du Québec et des Maritimes.

SYSTÈME DE GESTION DE L'EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE DE SUNCOR

Suncor met actuellement en œuvre un système de gestion dans toute l'organisation, le système de gestion de l'excellence organisationnelle (SGEO). Ce système est harmonisé avec les systèmes de gestion reconnus à l'échelle internationale et fait partie des meilleures pratiques dans la réalisation de l'excellence opérationnelle. Les systèmes de gestion sont utilisés pour définir et améliorer continuellement la façon dont les organisations fonctionnent.

Le SGEO établit une façon de faire les choses. Il s'appuie sur des normes, des procédés et des processus intégrés et cohérents qui réduisent le risque et permettent une amélioration continue. Parce qu'elle suit des normes uniformes et des processus de rationalisation, Suncor s'attend à bénéficier d'une fiabilité améliorée et des coûts plus faibles qui y sont associés. Le SGEO permet à Suncor de se concentrer davantage sur la gestion du risque touchant notre personnel, les collectivités, l'environnement et nos actifs.

Le SGEO vise principalement à :

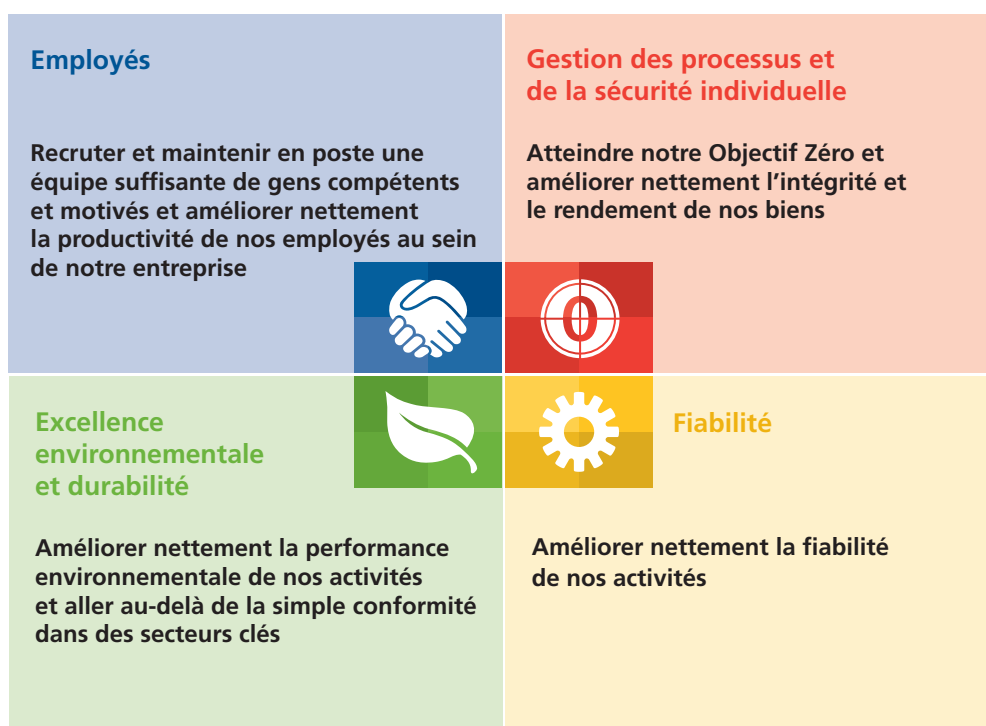
- veiller à ce que toutes les exigences et les obligations prévues par les lois et règlements soient respectées;
- gérer et contrôler adéquatement les risques;
- instaurer une culture de l'amélioration de la performance opérationnelle et veiller à son maintien.

Le SGEO a pour but primordial d'encadrer l'excellence opérationnelle. Les mesures de sécurité des processus que Suncor a commencé à mettre en œuvre en 2009 pour accroître la sensibilisation aux dangers liés aux procédés ainsi que le système de gestion des risques d'entreprise de Suncor sont harmonisés avec le SGEO.

La première étape de la mise en œuvre du SGEO consiste à passer en revue les divers systèmes, normes, procédés et processus et de vérifier s'ils sont correctement mis en œuvre. L'information est ensuite comparée aux critères du SGEO, qui fournissent une mesure cohérente pour l'ensemble de l'organisation. Ce processus est appelé processus d'auto-évaluation de base. En 2011, la majorité des unités organisationnelles ont procédé à cette évaluation afin de mettre en évidence les forces de Suncor en matière de performance de même que les écarts pouvant donner lieu à un risque accru.

En 2012, Suncor a mené à bien les auto-évaluations de base et établi un ordre de priorité entre les écarts identifiés en fonction du risque. Suncor travaille actuellement à combler les écarts et s'efforce de le faire de manière à améliorer l'efficacité et la fiabilité en favorisant la collaboration.

Le SGEO est un processus cyclique. Les travaux effectués à l'échelle de l'organisation sont planifiés, réalisés et examinés sur le plan de la conformité en fonction du SGEO et des ajustements sont continuellement apportés afin de combler les écarts identifiés relativement à la performance et favoriser une amélioration continue.



NOTRE TABLEAU DE POINTAGE

Notre tableau de pointage doit être lu en parallèle avec le rapport de gestion de Suncor pour 2012 et ses états financiers consolidés audités et notes annexes pour 2012.

2012 : Nos objectifs et les résultats que nous avons obtenus

Les objectifs pour 2012 figurent dans le rapport annuel de 2011 de Suncor.

Suncor demeure en bonne position pour saisir les occasions d'affaires et relever les défis créés par les conditions changeantes du marché, de même que pour tirer parti des occasions de mettre en valeur bon nombre de projets de croissance. La vigueur financière de la Société est favorisée par son modèle d'affaires intégré, qui augmente la rentabilité tout au long de la chaîne de valeur. L'attention constante accordée à l'excellence opérationnelle se traduit par des améliorations de la fiabilité, tandis que la gestion rigoureuse et prudente des capitaux continue d'augmenter le rendement des projets. Suncor continue aussi de progresser vers l'atteinte de ses objectifs de performance environnementale pour 2015. La stratégie d'affaires que privilégie Suncor en vue de produire des résultats pour ses actionnaires est résumée ci-dessous :

Poursuivre l'amélioration des processus de l'ensemble des activités de Suncor en mettant l'accent sur la sécurité, l'environnement, la fiabilité et les employés

- L'accent qu'elle met sur l'excellence opérationnelle a permis à Suncor d'enregistrer pour son secteur Sables pétrolifères une production record de 359 200 b/j en 2012, contre 339 300 b/j en 2011. Parallèlement, le modèle d'affaires intégré de Suncor a permis au secteur Raffinage et commercialisation de dégager des marges record et les rendements les plus élevés du secteur pétrolier et gazier. La fiabilité a joué un rôle déterminant dans la réalisation de ces résultats, comme en témoigne le taux d'utilisation de 95 % des raffineries de la Société, ce qui a donné lieu à une révision à la hausse des capacités nominales de trois des quatre raffineries de Suncor au cours de l'exercice. L'année qui s'est terminée n'a pas été sans embûches, la fiabilité des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères et les problèmes liés au retranchement des infrastructures sous-marines par suite des travaux de maintenance à quai effectués à Terra Nova ayant pesé sur la production de Suncor. Les mesures visant à améliorer la fiabilité des installations de valorisation se poursuivront en 2013.
- La Société a poursuivi la mise en œuvre du SGEO à l'échelle de l'entreprise, dans le cadre duquel les unités organisationnelles ont procédé à des auto-évaluations de base en 2012. La performance en matière de sécurité a affiché une amélioration quantifiable, et la performance environnementale, telle que mesurée par les déversements, les cas de non-conformité et la consommation d'eau douce, s'est également améliorée. Sur le plan du personnel, Suncor a continué d'afficher une solide performance en réduisant le taux d'attrition

et en améliorant la qualité en matière de planification de carrière et de perfectionnement professionnel dans l'ensemble de la Société.

Contrôle strict des coûts dans notre secteur Sables pétrolifères

- Suncor a accompli des progrès substantiels dans la réduction des coûts associés aux activités du secteur Sables pétrolifères malgré les coûts associés à l'accroissement de la production des nouvelles installations de Firebag. Les charges décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 37,05 \$ pour 2012, ce qui se situe à l'extrémité inférieure de notre fourchette cible, et elles ont diminué de 2 \$ par baril par rapport à celles enregistrées pour l'exercice précédent. Les efforts soutenus visant l'excellence opérationnelle demeurent une composante essentielle du contrôle des coûts associés aux activités du secteur Sables pétrolifères.

Accroissement continu de la production de Firebag

- Suncor a réussi à augmenter de 75 % la production tirée de ses activités à Firebag par suite de l'accroissement de la production de la troisième phase de Firebag et de la mise en service des installations de la quatrième phase de Firebag en 2012. La production moyenne de bitume de Firebag s'est accrue, passant de 59 500 b/j en 2011 à 104 000 b/j en 2012. La Société a mené à bien la mise en service des unités de cogénération et des installations de traitement centralisé de la quatrième phase plus tôt que prévu, et la production de pétrole a commencé avant la fin de 2012. La production du complexe Firebag devrait augmenter tout au long de 2013 pour atteindre sa capacité de 180 000 b/j au cours de l'exercice à venir.

Mise en œuvre impeccable de nos projets d'immobilisations

- Avec ses nombreux projets de croissance, Suncor demeure en bonne position pour l'avenir. En 2012, la haute direction a revu la stratégie à long terme de la Société, ce qui s'est traduit par une attention renouvelée à la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations. La priorité accordée au coût et à la qualité plutôt qu'à l'échéancier a permis d'afficher une croissance rentable et de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires.

Capacité éprouvée à créer de la valeur grâce à des ententes stratégiques

- En 2012, le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a continué de perfectionner sa capacité et son expertise organisationnelles en vue de faire progresser ses principaux projets de sables pétrolifères. Des efforts importants ont été consacrés à l'optimisation de la conception des projets et à la mise à profit du SGEO afin de favoriser l'avancement des projets, de la conception à la mise en valeur et à la gestion. Le marché nord-américain du pétrole brut en constante évolution a nécessité un examen rigoureux des projets afin de s'assurer qu'ils demeurent conformes à la stratégie à long terme de Suncor et qu'ils sont en bonne voie de produire des rendements des investissements satisfaisants. Dans le cadre de ces examens, Suncor et son copropriétaire se sont engagés à prendre une décision sur le projet de valorisation Voyageur d'ici la fin du premier trimestre de 2013. Au cours de l'exercice, Suncor et son copropriétaire ont poursuivi la mise en valeur du projet Golden Eagle, où la production de pétrole devrait commencer à la fin de 2014 ou au début de 2015, et ont également procédé à l'autorisation des dépenses relatives au projet Hebron.

2013 : Nos objectifs et la façon dont nous comptons les atteindre

Poursuivre l'objectif de Suncor en matière d'excellence opérationnelle

- Sur la base des progrès accomplis en 2012, Suncor poursuivra son objectif, lequel s'échelonne sur plusieurs années, de faire de ses activités opérationnelles des activités sécuritaires, fiables et de calibre mondial. La Société continue d'instaurer une culture axée sur la rigueur opérationnelle et la collaboration entre les employés et les partenaires. Dans le cadre de son engagement d'assurer la sécurité du personnel et des procédés, Suncor cherchera aussi à améliorer ces indicateurs clés de l'excellence opérationnelle. La mise en œuvre continue du SGEO, qui vise à favoriser l'amélioration des principaux procédés d'affaires, sera

indispensable pour y arriver. La Société mettra aussi l'accent sur le renforcement des normes et des mesures de gouvernance afin de soutenir et de maintenir la performance.

- Afin de favoriser davantage l'excellence opérationnelle, Suncor a mobilisé en 2012 une équipe d'amélioration des procédés qui travaillera avec les différentes unités fonctionnelles et fonctions à la mise en œuvre d'une initiative à l'échelle de la Société visant l'intégration et la simplification des procédés, de l'information et des systèmes.

Améliorer la maintenance et la fiabilité de l'ensemble des activités de Suncor

- Suncor est consciente que l'amélioration de la maintenance et de la fiabilité de l'ensemble de ses activités est un facteur important pour l'atteinte de l'excellence opérationnelle. La Société continuera donc à mettre de l'avant des initiatives en matière de technologie et de productivité en vue de l'accroissement de la production et de la réduction des coûts, deux facteurs essentiels à la rentabilité de Suncor. Accorder la priorité à la fiabilité des activités du secteur Sables pétrolifères, plus précisément en ce qui a trait aux actifs de valorisation de la Société, sera indispensable à l'amélioration de la performance opérationnelle. Ces mesures, conjuguées aux initiatives ininterrompues de réduction du risque opérationnel de Suncor, devraient placer la Société en bonne position pour dégager de solides résultats de manière soutenue.

Attirer des employés et favoriser leur engagement en faveur de la stratégie d'affaires de Suncor

- Pour mettre en œuvre sa stratégie d'affaires, Suncor aura toujours besoin d'attirer, de former et de retenir une main-d'œuvre qualifiée. En mettant à profit la vision, la mission et les valeurs renouvelées que nous avons présentées à la fin de 2012, nous encouragerons les employés à participer à la stratégie d'affaires de Suncor. Nos efforts s'appuieront sur un solide processus d'alignement des objectifs, conçu pour favoriser la performance et la collaboration dans tous les secteurs de la Société. Nous continuerons également d'exploiter les talents de notre personnel au sein de l'entreprise, en mettant en place des programmes de perfectionnement des compétences et aptitudes à l'intention des employés afin de favoriser la productivité et l'engagement des employés en vue de l'atteinte des objectifs de Suncor.

Générer et maintenir des rendements parmi les plus élevés du secteur

- Les conditions changeantes du marché, un contexte de plus en plus concurrentiel et les attentes plus élevées

des actionnaires représentent les défis auxquels sont confrontées Suncor et les sociétés comparables du secteur. La stratégie à long terme de la Société porte notamment sur l'exploitation et la mise en valeur rentables de ses ressources de sables pétrolifères, l'optimisation de la valeur par l'intégration des actifs et la réduction des coûts. Nous maintiendrons le cap sur les améliorations sur le plan opérationnel et de la fiabilité à nos installations existantes et continuerons d'exercer une gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations associées aux nouveaux projets afin d'assurer une croissance rentable. En outre, l'avancement des divers projets de désengorgement en 2013 devrait se traduire par des réductions de coûts et des rendements plus élevés à l'avenir. La surveillance des principales mesures, notamment le RCI, le rendement total pour les actionnaires, la croissance annuelle et les cibles en matière de fiabilité opérationnelle et de coûts guideront nos efforts. Redistribuer des liquidités aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachat d'actions demeurera aussi une priorité financière pour la Société.

Atteindre les objectifs de développement durable à long terme

- Suncor continuera à chercher à améliorer sa performance afin d'atteindre les objectifs environnementaux qu'elle a annoncés publiquement pour 2015 en ce qui a trait aux émissions atmosphériques, aux prélèvements d'eau, à la remise en état des sols et à l'efficacité énergétique. Par suite de la consultation des parties prenantes, Suncor a commencé à établir des objectifs pour la période après 2015. Consciente de l'importance de la collaboration sur le plan environnemental, Suncor conservera son rôle de leader du secteur, assurant un lien avec les autres sociétés par l'entremise du conseil des chefs d'entreprise du secteur des sables pétrolifères (Oil Sands CEO Council) et de la COSIA. Suncor poursuivra également son engagement auprès des communautés autochtones de diverses régions, notamment en s'assurant que toutes les parties concernées retirent des avantages mutuels du développement du secteur.

PRÉVISIONS DE LA SOCIÉTÉ POUR 2013

Le tableau ci-dessous présente les faits saillants des perspectives de Suncor pour l'exercice 2013 complet et les résultats réels de l'exercice clos le 31 décembre 2012. Pour plus de détails sur les perspectives de Suncor pour l'exercice 2013 complet, se reporter au site web de la Société, à www.suncor.com/guidance-fr.

	Résultats réels de l'exercice clos le 31 décembre 2012	Perspectives pour l'exercice 2013 complet au 5 février 2013
Sables pétrolifères (b/j)	324 800	350 000 - 380 000
Syncrude (b/j)	34 400	34 000 - 38 000
Amérique du Nord (activités terrestres) (bep/j)	53 900	41 000 - 46 000
Côte Est du Canada (b/j)	46 500	55 000 - 60 000
International (bep/j)	89 500	90 000 - 96 000
Production totale de Suncor (bep/j)	549 100	570 000 - 620 000
Production des raffineries de Suncor		
Est de l'Amérique du Nord (b/j)	197 600	185 000 - 205 000
Ouest de l'Amérique du Nord (b/j)	233 700	215 000 - 235 000
Utilisation des raffineries ¹⁾		
Est de l'Amérique du Nord	89 %	83 % - 92 %
Ouest de l'Amérique du Nord	100 %	91 % - 100 %

1) Les taux d'utilisation des raffineries pour 2012 sont basés sur les capacités de traitement du pétrole brut suivantes : Montréal – 137 000 barils par jour; Sarnia – 85 000 barils par jour; Edmonton – 135 000 barils par jour; et Commerce City – 98 000 barils par jour. Le 1^{er} janvier 2013, la Société a revu à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton pour la porter à 140 000 b/j.

Pour le secteur Sables pétrolifères, Suncor prévoit une production moyenne se situant entre 350 000 b/j et 380 000 b/j pour 2013. Cette augmentation par rapport à la production de 2012 suppose un accroissement de la production des activités d'extraction de bitume de Firebag et une plus grande fiabilité des actifs de valorisation. Ces prévisions tiennent compte de l'incidence de travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines prévus à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2013 et de la rénovation de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1, qui devrait être hors service pendant environ 14 semaines au début du premier trimestre.

Suncor prévoit que sa quote-part de la production de Syncrude se situera entre 34 000 b/j et 38 000 b/j, ce qui correspond approximativement à la production de 2012.

Pour les activités terrestres en Amérique du Nord, Suncor s'attend à une production moyenne se situant entre 41 000 bep/j et 46 000 bep/j en 2013, en baisse par rapport à celle de 2012 en raison principalement de la déplétion naturelle et des fermetures de puits qui ont eu lieu au premier semestre de 2012.

Pour le secteur Côte Est du Canada, Suncor prévoit une production moyenne se situant entre 55 000 b/j et 60 000 b/j, en hausse par rapport à la production de 2012 par suite principalement des travaux de maintenance planifiés effectués à Terra Nova et à White Rose en 2012.

Pour le secteur International, Suncor prévoit une production moyenne se situant entre 90 000 et 96 000 bep/j, en légère hausse par rapport à la production de 2012. Ces prévisions supposent une stabilisation de la production en Libye et l'amélioration continue de la fiabilité à Buzzard par suite des travaux de maintenance planifiés effectués en 2012. Les prévisions de la Société pour le secteur International supposent une production nulle en Syrie.

Bien que les taux de production et d'utilisation des raffineries demeurent stables par rapport aux résultats de 2012, les fourchettes de production pour 2013 tiennent compte du fait que l'étendue des travaux de maintenance planifiés sera plus importante en 2013 et les fourchettes d'utilisation pour 2013 tiennent compte de l'augmentation de la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton.

Dépenses en immobilisations^{1),2)}

Perspectives pour l'exercice 2013 complet au 5 février 2013
(en millions de dollars)

	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	2 960	1 235	4 195
<i>Sables pétrolifères</i>	2 540	570	3 110
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	420	665	1 085
Exploration et production	205	1 640	1 845
Raffinage et commercialisation	670	60	730
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	155	375	530
	3 990	3 310	7 300

1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts de 450 M\$ à 550 M\$ incorporés au coût de l'actif.

2) Les dépenses en immobilisations de maintien et les dépenses en immobilisations de croissance sont définies à la section *Mises à jour des dépenses en immobilisations* du rapport de gestion. Les dépenses en immobilisations attribuées au secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations comprennent une réserve destinée aux dépenses de croissance de 250 M\$ devant être répartie entre les secteurs de la Société au gré de la direction.

Mises en garde

Les rubriques « Notre tableau de pointage » et « Prévisions de la Société pour 2013 » présentées précédemment renferment de l'information de nature prospective qui fait intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux qui sont énoncés ci-dessous. Voir également la rubrique « Mises en garde concernant les énoncés prospectifs » du rapport de gestion pour des informations complémentaires sur les autres risques et hypothèses sous-jacents aux présents énoncés prospectifs.

Les prévisions de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes en matière de prix : prix du WTI à Cushing de 85,00 \$ US le baril, prix du Brent à Sullom Voe de 97,00 \$ US le baril, et prix du WCS à Hardisty de 65,00 \$ US le baril. En outre, les prévisions sont fondées sur les hypothèses suivantes : prix du gaz naturel (AECO au comptant) de 3,00 \$ CA le gigajoule et taux de change (\$ US/\$ CA) de 0,97 \$. Les hypothèses posées pour établir les perspectives de production du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour l'exercice 2013 se rapportent notamment aux projets visant à améliorer la fiabilité et à accroître l'efficacité des activités, qui devraient nous permettre de réduire au minimum les travaux de maintenance non planifiés en 2013. Les hypothèses concernant les secteurs Côte Est du Canada et International pour les perspectives de production pour l'exercice 2013 comprennent le rendement du gisement, les résultats des forages et la fiabilité des installations. Les facteurs susceptibles d'influer sur les prévisions de Suncor pour l'exercice 2013 comprennent les suivants, sans en exclure d'autres :

- L'approvisionnement en bitume. L'approvisionnement en bitume pourrait varier selon les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, la qualité du minerai de bitume, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs in situ.
- L'accessibilité de l'infrastructure. Un certain nombre de nouveaux projets d'infrastructure d'entreposage et de

distribution sont planifiés ou en cours en vue de soutenir la croissance des activités du secteur Sables pétrolifères. Le moment de l'achèvement et de l'intégration de ces projets aux activités existantes, sur lequel la Société n'a pour l'essentiel pas de contrôle direct, pourrait influencer sur le rythme d'accroissement de la production.

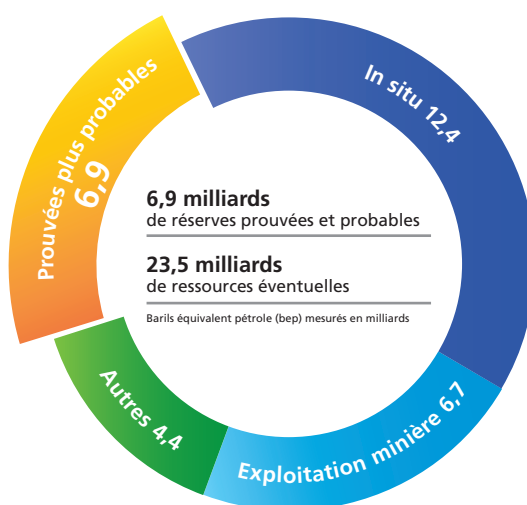
- Le rendement des installations ou plateformes de puits nouvellement mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage de nouveaux équipements sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés. La production de pétrole brut synthétique peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères pourrait être tributaire du succès de la mise en service de l'usine Millennium Naphtha Unit (MNU). Les taux de production de bitume sont tributaires de l'atteinte de l'accroissement de la production de la quatrième phase de Firebag.
- Les travaux de maintenance non planifiés. Les estimations de production pourraient ne pas être atteintes si des travaux non planifiés sont nécessaires à l'égard des mines, installations de production, usines de valorisation, installations de traitement in situ, raffineries, installations de traitement du gaz naturel, pipelines ou plateformes extracôtières.
- Les travaux de maintenance planifiés. Les estimations de production, y compris la composition de la production, pourraient ne pas être atteintes si les travaux de maintenance planifiés sont touchés par des imprévus.
- Le prix des marchandises. Une baisse du prix des marchandises pourrait nous forcer à revoir à la baisse nos prévisions de production ou nos projets de dépenses en immobilisations.
- Les activités menées à l'étranger. Les activités que Suncor exerce à l'étranger ainsi que les actifs utilisés pour les besoins de ces activités sont exposés à plusieurs risques d'ordre politique, économique et socio-économique.

SOMMAIRE DES RÉSERVES ET DES RESSOURCES

Grâce aux importantes réserves et ressources dont elle dispose, Suncor est en bonne posture pour maintenir son taux de production actuel ainsi que pour tirer parti des occasions de croissance qui se présenteront. Suncor détient environ 6,9 milliards de bep de réserves prouvées et probables, ses réserves de pétrole brut synthétique et de bitume étant les plus importantes du secteur Sables pétrolifères¹⁾. Les réserves et les ressources *in situ* de grande qualité de Suncor devraient lui permettre de conserver sa position de leader du secteur de la production *in situ*.

Sommaire des réserves brutes prouvées et probables²⁾

Au 31 décembre 2012 (prix et coûts prévus)	Prouvées et probables		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
PBS (Mb)			
Brutes	2 623	1 599	4 222
Nettes	2 298	1 342	3 640
Bitume (Mb)			
Brutes	964	695	1 659
Nettes	836	552	1 388
Pétrole léger et moyen (Mb)			
Brutes	362	432	794
Nettes	243	290	533
Gaz naturel (Gpi³⁾)			
Brutes	859	269	1 128
Nettes	745	222	967
LGN (Mb)			
Brutes	8	3	11
Nettes	6	2	8
Total (Mbep)			
Brutes	4 099	2 775	6 874
Nettes	3 507	2 222	5 729



Rapprochement des réserves prouvées et probables^{2), 3)}

(prix et coûts prévus)	PBS (Mb)	Bitume (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	Gaz naturel ⁴⁾ (Gpi ³)	LGN (Mb)	Total (Mb)
31 décembre 2011	4 552	1 403	782	1 995	36	7 106
Extensions et récupération améliorée	20	13	15	10	—	50
Révisions techniques	(236)	261	45	(685)	(24)	(68)
Découvertes	—	—	2	—	—	2
Cessions	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	(87)	—	(15)
Production	(114)	(18)	(50)	(105)	(1)	(201)
31 décembre 2012	4 222	1 659	794	1 128	11	6 874

- 1) Au 31 décembre 2011, et d'après le graphique des réserves de pétrole et de gaz canadiens pour 2011 de Sproule.
- 2) « Brute » désigne la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor sur les réserves; « nette » désigne la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de Suncor sur les réserves.
- 3) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Extensions et récupération améliorée » s'ajoutent aux réserves provenant du forage d'extension, du forage intercalaire et de la mise en œuvre de programmes de récupération améliorée. Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Découvertes » s'ajoutent aux réserves dans les gisements à l'égard desquels aucune réserve n'avait été homologuée précédemment. Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures, à la hausse ou à la baisse, qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées. Les révisions techniques de 2012 se rapportent notamment aux réserves liées à la Syrie qui ont été reclassées à titre de ressources éventuelles. Les facteurs économiques désignent les changements attribuables principalement aux prix prévus, aux taux d'inflation prévus et aux changements d'ordre réglementaire.
- 4) Comprend le gaz associé et non associé (combiné).

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôt sur le résultat

Total des réserves prouvées et des réserves probables
(prix et coûts prévus, actualisés annuellement aux taux
indiqués; en millions de dollars)

	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Exploitation minière	64 199	34 229	22 108	16 055	12 577
In situ	89 673	32 797	16 033	9 534	6 422
Côte Est du Canada	17 002	10 996	7 815	5 931	4 719
International	22 199	15 961	12 389	10 123	8 574
Amérique du Nord (activités terrestres)	3 818	2 452	1 795	1 415	1 168
Total au 31 décembre 2012	196 891	96 435	60 140	43 058	33 460
Total au 31 décembre 2011	245 084	120 302	74 255	52 416	40 161

Meilleure estimation des ressources éventuelles brutes^{1),2)}

(prix et coûts prévus)	PBS (Mb)	Bitume (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	LGN (Mb)	Total (Mbep)
Exploitation minière	4 582	2 112	—	—	—	6 694
In situ	6 419	5 997	—	—	—	12 416
Côte Est du Canada	—	—	250	2 679	—	696
International	—	—	474	1 500	27	751
Amérique du Nord (activités terrestres)	—	—	35	16 026	223	2 929
31 décembre 2012	11 001	8 109	759	20 205	250	23 486
31 décembre 2011	11 014	8 176	889	10 634	14	21 865

- 1) Les ressources éventuelles sont les quantités de pétrole estimatives qui, à une date donnée, seront éventuellement récupérables à partir de gisements connus à l'aide d'une technologie établie ou d'une technologie en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme étant récupérables par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités peuvent comprendre des facteurs comme les questions économiques, juridiques, environnementales, politiques et réglementaires, le manque d'infrastructure ou l'absence de marché. Rien de garanti qu'il soit viable sur le plan commercial de mettre les ressources éventuelles en production. « Brute » désigne la participation directe (avec ou sans exploitation) de Suncor, avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor sur les ressources éventuelles. La meilleure estimation des ressources éventuelles est considérée comme étant la meilleure estimation des volumes qui seront réellement récupérés. Il est également probable que les volumes restants réellement récupérés soient supérieurs ou inférieurs à la meilleure estimation. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est généralement préparée indépendamment du risque lié à la mise en production rentable de ces volumes.
- 2) Les chiffres représentent la meilleure estimation faite par Suncor des ressources éventuelles en date du 31 décembre 2012, sauf dans le cas du secteur International et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Le secteur international, qui tient compte des ressources éventuelles en Syrie, lesquelles avaient été précédemment classées comme des réserves au 31 décembre 2011, d'après une évaluation des réserves réalisée par Sproule en date du 31 décembre 2011. Ces réserves ont été reclassées à titre de ressources éventuelles à la suite de l'interruption des activités de Suncor en Syrie, en date du 31 décembre 2011. Le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) tient compte des ressources éventuelles de la formation schisteuse de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui ont été établies d'après une évaluation indépendante réalisée par Sproule Unconventional Limited au 30 juin 2012. Les ressources éventuelles associées à cette formation comprennent 7 358 Gpi³ de gaz naturel et 197 Mb de LGN.

Les réserves prouvées de Suncor au 31 décembre 2012 ont augmenté d'environ 2 % par rapport au 31 décembre 2011 et d'environ 9 % après ajustement pour tenir compte de la production pour 2012 et de l'incidence du reclassement aux réserves éventuelles de toutes les réserves en Syrie. L'augmentation des réserves prouvées est principalement attribuable aux nouvelles plateformes d'exploitation et au forage de puits intercalaires à Firebag, à l'élargissement de la zone de projet de la rivière MacKay et à l'élargissement de la zone d'exploitation approuvée pour le prolongement nord de la mine Steepbank.

Les réserves prouvées et probables de Suncor au 31 décembre 2012 ont fléchi d'environ 3 % par rapport au 31 décembre 2011, mais augmenté d'environ 2 % après ajustement pour tenir compte de la production pour 2012 et de l'incidence du reclassement aux réserves éventuelles de toutes les réserves prouvées en Syrie. L'augmentation des réserves prouvées et probables est principalement attribuable aux révisions techniques visant plusieurs actifs et aux élargissements des zones à Firebag et en Libye.

La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (taux d'actualisation de 10 % avant impôt) pour les réserves prouvées et probables de Suncor a diminué, passant de 74,3 G\$ en 2011 à 60,1 G\$ en 2012. Cette diminution est avant tout attribuable au recul important des prix prévus de 2012 comparativement à ceux de 2011. Les prix prévus du WTI, l'écart lourd/léger et l'écart PBS/WTI ont évolué défavorablement par rapport aux prévisions de l'exercice précédent, ce qui s'est traduit par une diminution de la valeur nette actualisée des réserves prouvées et

probables du secteur Sables pétrolifères. Bien que les prix prévus reflètent l'escompte sur les prix du pétrole provenant des raffineries terrestres, l'avantage correspondant pour les activités de raffinage de Suncor n'est pas pris en compte dans les calculs de valeur actualisée nette présentée ci-dessus. La valeur actualisée nette pour 2012 a aussi subi les répercussions de la diminution des volumes en réserve dans le secteur International en raison du reclassement des volumes de gaz naturel en Syrie, auparavant constatés dans les réserves, aux réserves éventuelles, ce facteur ayant toutefois été compensé par une augmentation des réserves se rapportant à Firebag et à la Libye, dont il a été question précédemment.

Les ressources éventuelles ont augmenté d'environ 7 % pour atteindre 23 486 Mbeq au 31 décembre 2012. L'augmentation des ressources éventuelles est essentiellement attribuable à la constatation de ressources de gaz naturel et de LGN associées aux biens de Suncor dans la formation Montney, ainsi qu'au reclassement de toutes les réserves associées à la Syrie aux ressources éventuelles en raison de l'agitation politique dans ce pays et des sanctions internationales prises contre celui-ci.

Mise en garde concernant les tableaux du sommaire des réserves et des ressources

Les données relatives aux réserves constituent un sommaire des réserves de PBS, de bitume, de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel de Suncor ainsi que de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs pour ces réserves, estimée au moyen de prix et coûts prévus, et elles ont été préparées conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Pour de plus amples renseignements sur nos réserves et nos ressources, se reporter au relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz de la notice annuelle de Suncor datée du 1^{er} mars 2013 (la notice de 2012), qui est intégré aux présentes par renvoi. Les données relatives aux réserves reposent sur les évaluations effectuées par GLJ Petroleum Consultants Ltd (GLJ), Sproule Associates Limited et Sproule International Limited, évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de Suncor, qui ont toutes été réalisées en date du 31 décembre 2012.

Les données concernant les réserves de PBS, de bitume, de pétrole, de LGN et de gaz naturel figurant dans le présent document sont des estimations uniquement. Rien ne garantit que les réserves estimées seront récupérées. Les estimations de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs ne représentent pas la juste valeur de marché des réserves. Rien ne garantit que les prix et les coûts prévus se réaliseront et les écarts avec les prix et les coûts réels pourraient être significatifs. Les réserves du secteur International, qui comprend des activités en Libye, tiennent compte de quantités de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel qui seront produites dans le cadre de contrats de prospection et de partage de la production en vertu desquels les risques et les avantages des activités d'amont sont transférés à la Société, mais pas le titre de propriété de la production.

GLJ a effectué une évaluation indépendante de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuels pour tous les biens miniers de Suncor et pour les actifs in situ de Firebag et de Steepbank de Suncor. Pour les autres actifs in situ, notamment MacKay River, GLJ a vérifié les évaluations de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles (environ 48 % des ressources éventuelles liés aux activités in situ) effectuée par les évaluateurs de réserves qualifiés de Suncor. Sproule Unconventional Limited a effectué une évaluation indépendante de la meilleure estimation des volumes des ressources éventuelles de Suncor dans la formation schisteuse Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique au 30 juin 2012. La meilleure estimation des ressources éventuelles pour le reste des biens classiques a été préparée par les propres évaluateurs de réserves qualifiés de Suncor sans qu'un audit ou un examen indépendant n'ait été effectué. Toutes les évaluations de ressources éventuelles ont été effectuées conformément au Canadian Oil and Gas Evaluators Handbook (le « manuel COGE »). La meilleure estimation des ressources éventuelles de Suncor a été effectuée en date du 31 décembre 2012, sauf dans le cas de la formation schisteuse de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique, dont les réserves éventuelles ont été évaluées au 30 juin 2012, et dans le cas de la Syrie, dont les réserves éventuelles ont été évaluées au 31 décembre 2011.

RAPPORT DE GESTION

Le 26 février 2013

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et aux notes annexes. Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 1 mars 2013 (la « notice annuelle de 2012 »), 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 informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, sociétés de personnes et partenariats, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

Table des matières

1. Mises en garde	20
2. Faits saillants de 2012	22
3. Aperçu de Suncor	25
4. Information financière consolidée	27
5. Résultats sectoriels et analyse	34
6. Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2012	52
7. Données financières trimestrielles	55
8. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	58
9. Situation financière et situation de trésorerie	63
10. Méthodes comptables et estimations comptables critiques	68
11. Facteurs de risque	74
12. Autres éléments	84
13. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	85
14. Mise en garde concernant les énoncés prospectifs	92

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, lesquels sont inclus dans la Partie 1 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* qui s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »), telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi (le « RCI ») et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétroliers, ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du résultat opérationnel et des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétroliers, définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec les mesures établies conformément aux PCGR sont présentés aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés des activités opérationnelles et le RCI

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, sauf indication contraire. Certains montants de l'exercice antérieur présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice écoulé.

sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Ces mesures financières hors 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 opérationnel, le niveau d'endettement et la liquidité. Elles ne doivent toutefois pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies conformément aux PCGR.

Abréviations courantes

Une liste des abréviations utilisées dans le présent rapport de gestion est présentée ci-après :

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	barils	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour	C.-B.	Colombie-Britannique
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	£	Livres sterling
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	€	Euros
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Contexte financier et commercial</u>	
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	WCS	Western Canadian Select
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel		
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour		
m ³	mètres cubes		
m ³ /j	mètres cubes par jour		
MW	mégawatts		

Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et opérationnels de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, la volatilité des prix des marchandises et les fluctuations des taux de change; la réglementation gouvernementale, notamment les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt sur le résultat de même que l'interprétation et l'application de cette législation; la réglementation environnementale, notamment les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites; les risques liés à l'exercice d'activités dans des pays étrangers, notamment les risques géopolitiques et autres risques politiques; les dangers d'ordre opérationnel et autres incertitudes, y compris les conditions météorologiques exceptionnelles, les incendies, les explosions et les déversements de pétrole; les risques liés à la réalisation de projets majeurs; le risque d'atteinte à la réputation; les risques liés à l'obtention de permis, à la main-d'œuvre et à l'équipement; ainsi que les autres questions précisées à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

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 « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e ou en Mpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, Mpi³e, 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 liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

2. FAITS SAILLANTS DE 2012

- **Suncor déclare de solides résultats au chapitre du résultat opérationnel et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.**

- Le résultat net s'est établi à 2,783 G\$ pour 2012, en comparaison de 4,304 G\$ pour 2011.
- Le résultat opérationnel¹⁾ s'est chiffré à 4,890 G\$ en 2012, en comparaison de 5,674 G\$ en 2011.
- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾ se sont élevés à 9,745 G\$ en 2012, contre 9,746 G\$ en 2011.
- Le RCI¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 7,3 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012, en comparaison de 13,8 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011. Une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur a eu une incidence d'environ 4 % sur le RCI.

- **Grâce à son modèle d'affaires intégré, Suncor peut tirer avantage des faibles prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres et dégager des marges de raffinage élevées.**

L'apport du secteur Raffinage et commercialisation aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'est élevé à plus de 3,1 G\$ en 2012, en comparaison de 2,6 G\$ en 2011, ce qui confirme la valeur du modèle d'affaires intégré de Suncor pour ses résultats consolidés. Les raffineries terrestres de Suncor ont bénéficié de l'escompte sur les charges d'alimentation en pétrole brut provenant du centre du continent produit par le secteur Sables pétrolifères. La fiabilité éprouvée des installations de raffinage de la Société et les améliorations dont elles font continuellement l'objet ont permis à la Société d'enregistrer un taux d'utilisation global des raffineries de 95 % en 2012, ce qui accroît encore davantage la valeur du modèle intégré de Suncor.

- **La situation financière de Suncor demeure robuste et affiche un potentiel de croissance prometteur.**

La situation financière de Suncor s'est affermie grâce aux importants flux de trésorerie qu'elle a tirés de ses activités opérationnelles intégrées et diversifiées et grâce à sa gestion rigoureuse des dépenses.

- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour 2012 sont supérieurs de plus de 2,7 G\$ au total

des dépenses en immobilisations et des frais de prospection (y compris les intérêts inscrits à l'actif), et sont supérieurs de 3,1 G\$ à la dette nette à la clôture de l'exercice.

- La dette nette s'établissait à 6,6 G\$ au 31 décembre 2012, en baisse par rapport à celle de 7,0 G\$ inscrite au 31 décembre 2011. La trésorerie et les équivalents s'élevaient à 4,4 G\$ au 31 décembre 2012, en hausse par rapport au chiffre de 3,8 G\$ inscrit au 31 décembre 2011.

- **Suncor redistribue de la trésorerie à ses actionnaires.**

En 2012, la Société a redistribué plus de 2,2 G\$ en trésorerie aux actionnaires par la voie de rachats d'actions et de versements de dividendes.

- En 2012, la Société a remis aux actionnaires 1,5 G\$ en rachetant 46,9 millions d'actions ordinaires, à un prix moyen pondéré de 30,96 \$ l'action. L'achèvement du programme de rachat d'actions de 1,5 G\$ lancé en 2011 et les rachats supplémentaires effectués aux termes du nouveau programme de rachat d'actions de 1,0 G\$ annoncé en 2012 se sont traduits par une augmentation de 1,0 G\$ des rachats par rapport à l'exercice précédent.
- La Société a majoré son dividende trimestriel de 18 % pour l'établir à 0,13 \$ par action ordinaire.

- **La production de bitume provenant de Firebag s'est accrue de 75 % et a donné lieu à une production record pour le secteur Sables pétrolifères.**

La Société a appliqué les connaissances et l'expertise acquises au cours des premières phases d'aménagement de Firebag à la quatrième phase d'agrandissement, ce qui lui a permis d'achever les travaux dans les délais prévus et d'assurer la fiabilité opérationnelle et un contrôle rigoureux des coûts.

- La production moyenne s'est accrue pour atteindre 104 000 b/j en 2012, en comparaison de 59 500 b/j en 2011. Suncor s'attend à atteindre une capacité de production de 180 000 b/j au cours du prochain exercice.
- Les unités de cogénération de la quatrième phase ont été achevées plus tôt que prévu, et l'injection de vapeur avait commencé aux deux plateformes de puits à la fin de 2012. Les installations de traitement

centralisé de la quatrième phase ont fonctionné à 10 % de leur capacité tout au long du quatrième trimestre, ce qui a permis à la Société de traiter l'approvisionnement en bitume supplémentaire provenant des puits de la troisième phase et des projets de forage intercalaire.

- La quatrième phase d'agrandissement a été achevée avant la date prévue, et la Société estime que son coût sera inférieur d'environ 15 % au coût estimatif annoncé de 2,0 G\$.

- **La réalisation de projets d'immobilisations majeurs ajoute de la valeur à Suncor.**

- La Société a terminé la construction du projet Millennium (« le projet MNU ») en 2012. Elle s'attend à ce que le projet MNU permette d'accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'environ 10 % et de stabiliser les processus de valorisation secondaire en offrant une plus grande souplesse durant l'exécution des travaux de maintenance.
- La Société a mené à bien son projet de gestion des résidus (« TRO^{MC} ») en 2012. Ce projet a jeté les bases du procédé TRO^{MC} de Suncor, qui permet d'accélérer la consolidation des résidus fins mûrs en un dépôt ayant des propriétés semblables à celles du sol et pouvant être remis en état.
- La mise en valeur du prolongement nord de la mine Steepbank a permis à Suncor d'accéder à d'importantes réserves. Le prolongement nord de la mine Steepbank, où la pleine capacité de production a été atteinte, a contribué à l'amélioration de l'efficacité en réduisant la congestion à la mine et les distances moyennes de transport.

- **Suncor offre d'attrayantes perspectives de croissance rentable à long terme.**

Dans la continuité de l'approche disciplinée de Suncor en matière d'investissement, les dépenses de croissance pour 2013 seront axées sur la réalisation de projets à rendement élevé qui seront répartis de manière équilibrée entre le secteur Sables pétrolifères et le secteur Exploration et production.

- Suncor continue de mettre l'accent sur l'optimisation d'actifs et l'aménagement d'infrastructures afin d'accroître la souplesse commerciale et la capacité de transport à l'échelle régionale du secteur Sables pétrolifères. En appui à ces initiatives, le pipeline de Wood Buffalo et deux des quatre réservoirs de stockage à Hardisty, en Alberta, ont été mis en service vers la fin de 2012, et divers projets de

désengorgement sont maintenant en cours dans le secteur Sables pétrolifères.

- La Société poursuivra l'avancement des projets Hebron et de la zone de mise en valeur Golden Eagle (« Golden Eagle ») du secteur Exploration et production. En 2012, la Société et les coentrepreneurs du projet Hebron ont annoncé que les dépenses liées à ce projet avaient été autorisées. La capacité brute de production de pétrole du projet Hebron est estimée à 150 000 b/j. Les premiers barils de pétrole sont attendus vers la fin de 2017.

- Il est prévu que les dépenses de croissance engagées par le secteur Raffinage et commercialisation seront principalement affectées à des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir des charges d'alimentation en pétrole brut de l'Ouest canadien.

- **Suncor continue d'évaluer plusieurs occasions de croissance.**

- Le secteur Coentreprise des Sables pétrolifères, qui cherche à assurer le succès des partenariats conclus par Suncor, a continué à collaborer étroitement avec d'autres coentrepreneurs afin d'évaluer et de mener à bien des projets de croissance, notamment les projets d'exploitation minière Fort Hills et Joslyn North et le projet de l'usine de valorisation Voyageur.
- Comme elle dispose d'importantes réserves et ressources, Suncor continue d'évaluer les perspectives de croissance liées aux projets *in situ* à Firebag, à MacKay River, à Meadow Creek et à Lewis.
- Suncor continue d'évaluer les possibilités de prospection qui s'offrent à elle au large des côtes de la Norvège et dans la portion britannique de la mer du Nord.

- **La Société accorde une attention soutenue à l'excellence opérationnelle et à l'accroissement de la fiabilité.**

- La fiabilité éprouvée et l'amélioration continue des raffineries de Suncor ont permis à la Société de réviser à la hausse la capacité nominale de trois de ses quatre raffineries depuis 2011 et d'enregistrer un taux d'utilisation global des raffineries de 95 % en 2012.
- Malgré la fiabilité décevante de ses installations de valorisation en 2012, la gestion rigoureuse des coûts et la performance de Suncor ont évolué favorablement, comme en atteste la baisse de 2 \$ des charges opérationnelles décaissées¹⁾ par baril du

secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui sont passées de 39,05 \$ en 2011 à 37,05 \$ en 2012. En 2012, Suncor a poursuivi ses efforts en vue de rehausser la fiabilité en procédant à des travaux de maintenance planifiés à plusieurs unités de cokéfaction et unités d'hydrotraitement des usines de valorisation 1 et 2.

- En 2012, Suncor a effectué des travaux de maintenance planifiés portant sur l'ensemble des actifs productifs extracôtiers, notamment des travaux de réparation du système de propulsion à White Rose et des travaux visant à remplacer la tête d'injection d'eau et les infrastructures sous-marines de Terra Nova. La production a repris au plus grand centre de forage de Terra Nova en décembre 2012, tandis que le redémarrage de la production à un deuxième centre de forage a été reporté à février 2013. La mise en service du troisième centre de forage devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2013.

- **Les activités reprennent en Libye mais demeurent interrompues en Syrie.**

- Après avoir repris vers la fin de 2011, la production en Libye a atteint plus de 40 000 bep/j en moyenne. En 2013, Suncor entend reprendre les travaux de mise

en valeur des champs existants et redémarrer les activités de prospection.

- En raison de l'agitation politique en Syrie qui a commencé au deuxième semestre de 2011 et des sanctions internationales prises contre ce pays, Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a suspendu ses activités dans ce pays en décembre 2011. La Société ne comptabilise plus de production ni de produits des activités ordinaires provenant de ce pays, et elle continue de se conformer aux sanctions applicables. En 2012, Suncor a reçu un produit de 300 M\$ lié à l'atténuation des risques, qui pourrait devoir être remboursé advenant la reprise des activités en Syrie.

- **Suncor continue d'investir dans des actifs liés à l'énergie renouvelable.**

En 2013, la Société poursuivra les démarches liées à l'obtention des approbations d'ordre réglementaire liées aux projets de production d'énergie éolienne Adelaide et Cedar Point. Il est prévu que les deux projets augmenteront de 140 MW la puissance brute des projets d'énergie éolienne de Suncor, ce qui représente une augmentation de 55 %.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le RCI et les charges opérationnelles décaissées au secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

3. APERÇU DE SUNCOR

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables bitumineux de l'Athabasca, situés au Canada. De plus, nous exerçons des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale, et nous transportons et raffinons du pétrole brut et commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. Nous commercialisons de temps à autre les produits pétroliers de tiers. Nous exerçons également des activités de négociation de l'énergie axée principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et de sous-produits.

Suncor a classé ses activités dans les secteurs suivants :

SABLES PÉTROLIFÈRES

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui comportent des actifs situés dans la région de Wood Buffalo, dans le nord-est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ*, puis à valoriser la majeure partie du bitume ainsi produit en le transformant en pétrole brut synthétique destiné aux charges d'alimentation des raffineries et au combustible diesel. Le secteur Sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Les activités du secteur **Sables pétrolifères** comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités *in situ* que Suncor détient et exploite dans la région riche en sables pétrolifères d'Athabasca. Les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent les suivantes :
 - Le secteur **Sables pétrolifères – Activités de base** comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées, désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, à l'énergie et à la remise en état, dont les actifs du projet de gestion des résidus TRO^{MC}.
 - **Les activités *in situ*** comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe, notamment les installations de traitement centralisé et les unités de cogénération. La production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.
 - Le secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprend la participation de la Société dans des projets

de croissance d'envergure, dont sa participation de 36,75 % dans le projet d'exploitation minière Joslyn North, ainsi que ses participations dans deux projets pour lesquels elle agit à titre d'exploitant, à savoir sa participation de 40,8 % dans le projet d'exploitation minière Fort Hills et sa participation de 51,0 % dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur. Ce secteur comprend également la participation de 12,0 % de la Société dans Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Le secteur Exploration et production de Suncor comprend les activités extracôtières de la côte Est du Canada et de la mer du Nord et les activités terrestres menées en Amérique du Nord, en Libye et en Syrie :

- Au **large de la côte Est du Canada**, les activités comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant. Suncor détient également une participation de 20,0 % dans le projet de base Hibernia, une participation de 19,5 % dans l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia (« Hibernia sud »), une participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose, une participation de 26,125 % dans les projets d'extension à White Rose et une participation de 22,729 % dans Hebron, projets qui sont tous exploités par d'autres sociétés;
- À l'**international**, les activités comprennent la participation directe de 29,89 % de Suncor dans Buzzard et sa participation de 26,69 % dans la mise en valeur de la zone Golden Eagle (« Golden Eagle »), projets qui sont tous deux menés dans la portion britannique de la mer du Nord et dont Suncor n'est pas l'exploitant. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres licences d'exploitation au large du Royaume-Uni et de la Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), une participation

directe dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. En Syrie, elle détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla mené dans les régions d'Ash Shaer et de Cherrife. En raison de l'agitation politique en Syrie, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et les activités de Suncor en Syrie ont été interrompues indéfiniment.

- Le secteur **Amérique du Nord (activités terrestres)** comprend les diverses participations de Suncor dans plusieurs biens productifs du gaz naturel et de pétrole brut classique situés principalement dans l'Ouest canadien.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend deux principaux types d'activités :

- Les **activités de raffinage et d'approvisionnement** comprennent le raffinage du pétrole brut, qui est transformé en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Dans l'est de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario), ainsi que l'exploitation d'une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario) qui fabrique, mélange et commercialise des produits vendus à l'échelle mondiale. Dans l'ouest de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado). Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement comprennent des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.
- En aval, les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés et de lubrifiants à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société au Canada et au Colorado, exploitées sous sa marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

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

- Les participations de la Société dans des projets d'**énergie renouvelable** comprennent six projets d'énergie éolienne en exploitation un peu partout au Canada, deux projets d'énergie éolienne en voie de développement en Ontario, ainsi que l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Le segment **Négociation de l'énergie** englobe principalement des activités de commercialisation, d'approvisionnement et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel et les sous-produits, ainsi que l'utilisation de l'infrastructure médiane et de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.
- Le secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, ainsi que les activités de la société d'assurance captive chargée de l'auto-assurance d'une partie des actifs de Suncor.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de charges d'alimentation par le secteur Sables pétrolifères et le secteur Exploration et production au secteur Raffinage et commercialisation, la vente de carburant et de lubrifiant par le secteur Raffinage et commercialisation au secteur Sables pétrolifères, la vente d'éthanol par le secteur Énergie renouvelable au secteur Raffinage et commercialisation, ainsi que l'assurance fournie par la société d'assurance captive de la Société à l'égard d'une portion des activités de celle-ci.

4. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2012	2011	2010
Résultat net	2 783	4 304	3 829
par action ordinaire – de base	1,80	2,74	2,45
par action ordinaire – dilué	1,79	2,67	2,43
Résultat opérationnel ¹⁾	4 890	5 674	2 634
par action ordinaire – de base	3,17	3,61	1,69
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	9 745	9 746	6 656
par action ordinaire – de base	6,31	6,20	4,25
Dividendes versés sur les actions ordinaires ²⁾	756	664	611
par action ordinaire – de base	0,50	0,43	0,40
Produits opérationnels (déduction faite des redevances) ³⁾	38 208	38 339	31 315
RCI ^{1), 4)} (%)			
Sur 12 mois	7,3	13,8	11,4
État de la situation financière			
Total de l'actif	76 449	74 777	68 607
Dette à long terme ⁵⁾	10 249	10 016	10 347
Dette nette	6 632	6 976	11 254

Faits saillants sectoriels

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Résultat net			
Sables pétrolifères	458	2 603	1 520
Exploration et production	138	306	1 938
Raffinage et commercialisation	2 129	1 726	819
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	58	(331)	(448)
Total	2 783	4 304	3 829
Résultat opérationnel ¹⁾			
Sables pétrolifères	2 015	2 737	1 379
Exploration et production	850	1 358	1 193
Raffinage et commercialisation	2 144	1 726	796
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(119)	(147)	(734)
Total	4 890	5 674	2 634
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾			
Sables pétrolifères	4 407	4 572	2 777
Exploration et production	2 227	2 846	3 325
Raffinage et commercialisation	3 150	2 574	1 538
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(39)	(246)	(984)
Total	9 745	9 746	6 656

- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Les dividendes versés sur les actions ordinaires ne tiennent compte d'aucune valeur au titre des dividendes sur actions ordinaires attribués dans le cadre du programme de réinvestissement des dividendes de la Société.
- 3) La Société a reclassé les produits opérationnels de l'exercice précédent pour rendre compte de la présentation sur une base nette de certaines transactions portant sur des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers au sein du secteur Sables pétrolifères qui étaient auparavant présentées sur une base brute.
- 4) Exclut les coûts capitalisés au titre des projets majeurs en cours.
- 5) Inclut la partie courante de la dette à long terme.

Faits saillants opérationnels

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Volumes de production (kbeep/j)			
Sables pétrolifères	359,2	339,3	318,2
Exploration et production	189,9	206,7	296,9
	549,1	546,0	615,1
Prix obtenus (\$/bep)			
Sables pétrolifères	82,75	90,07	70,85
Exploration et production	84,05	79,95	61,06
	83,20	86,23	66,12
Taux d'utilisation des raffineries ^{1), 2)} (%)			
Est de l'Amérique du Nord	89	94	89
Ouest de l'Amérique du Nord	100	91	95
	95	92	92

1) En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie de Montréal, qui est passée de 130 000 b/j à 137 000 b/j, de même que celle de la raffinerie de Commerce City, qui est passée de 93 000 b/j à 98 000 b/j. Les taux d'utilisation des exercices précédents n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant la révision à la hausse. En date du 1^{er} janvier 2013, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 135 000 b/j à 140 000 b/j. Les chiffres ci-dessus n'ont pas été recalculés pour tenir compte de cette hausse de la capacité nominale.

2) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de liquides de pétrole brut et de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.

Les volumes de production pour 2012 ont été plus élevés que ceux de 2011. La production du secteur Sables pétrolifères de Suncor s'est établie en moyenne à 359 200 b/j en 2012, en comparaison de 339 300 b/j en 2011. Cette hausse s'explique surtout par l'accroissement de la production de Firebag, en partie neutralisé par l'incidence, sur la production minière, de la moins grande disponibilité des installations de valorisation qui a résulté des travaux de maintenance planifiés et non planifiés effectués en 2012.

La production du secteur Exploration et production a été moins élevée en 2012 qu'en 2011, en raison de l'exécution de travaux de maintenance planifiés et de l'interruption des activités en Syrie attribuable à l'agitation politique dans ce pays et aux sanctions internationales qui lui ont été imposées, de même qu'en raison de la fermeture de puits de gaz naturel en 2012 par suite de la baisse des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la reprise de la production en Libye.

Résultat net

Le résultat net de Suncor pour 2012 s'est établi à 2,783 G\$, contre 4,304 G\$ en 2011. Le résultat net a varié en raison des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel et qui sont décrits plus loin dans la présente rubrique, sous « Résultat opérationnel ». D'autres facteurs ont contribué à la variation du résultat net de 2012 par rapport à celui de 2011, notamment ceux décrits ci-après.

Ajustements du résultat opérationnel

- La Société a comptabilisé en 2012 un profit de change latent après impôt de 157 M\$ à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US, en comparaison d'une perte de 161 M\$ en 2011.
- En 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur (déduction faite des reprises), des sorties et des provisions de 2,176 G\$ après impôt. Comme Suncor jugeait que les perspectives économiques étaient peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur, elle a procédé à un test de dépréciation en date du 31 décembre 2012. À la lumière de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$. En raison de l'agitation politique en Syrie et des sanctions internationales touchant ce pays, Suncor a comptabilisé une perte de valeur (déduction faite des reprises) et des sorties après impôt de 517 M\$ à l'égard de ses actifs en Syrie. Les pertes de valeur additionnelles comptabilisées en 2012 comprennent des pertes de valeur après impôt de 65 M\$ qui ont été comptabilisées afin de rendre compte de l'incertitude entourant la mise en valeur future de certains actifs de prospection des secteurs Côte Est du Canada et Amérique du Nord (activités terrestres), ainsi qu'une perte de valeur de 63 M\$ comptabilisée à l'égard de certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite d'une diminution des prix prévisionnels. De plus, la Société a comptabilisé au titre de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres) une provision après impôt de 44 M\$ liée aux engagements futurs relatifs à la capacité pipelinrière inutilisée de ce secteur.

- En 2012, la province d'Ontario a approuvé un budget qui gèle le taux général d'imposition des sociétés à 11,5 %, alors qu'il devait être ramené à 10 % d'ici 2014. En conséquence, la Société a dû rajuster ses soldes d'impôt différé, ce qui s'est traduit par la comptabilisation d'un ajustement à la baisse non récurrent du résultat net de 88 M\$.
- En 2011, la Société a comptabilisé une perte de valeur d'un montant net de 503 M\$ à l'égard d'actifs liés à ses activités en Libye dont l'exploitation a cessé en raison de l'agitation politique dans ce pays. Elle a également comptabilisé en 2011 une perte de valeur après impôt de 68 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en raison d'une baisse des prix du gaz naturel et des sorties après impôt de 58 M\$ comptabilisées à l'égard de stocks de pétrole brut par suite d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers.
- Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a annoncé une hausse du taux d'imposition des profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord. Par suite de cette hausse, le taux d'impôt effectif s'appliquant au résultat de Suncor au Royaume-Uni est passé de 50 % à 59,3 % en 2011, et il passera à 62 % pour les exercices subséquents. Par conséquent, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une augmentation de la charge d'impôt différé de 442 M\$.
- En 2011, la Société a vendu certains actifs, ce qui a donné lieu à une perte après impôt de 107 M\$, composée d'une perte de 99 M\$ découlant de la cession partielle des participations dans le projet d'usine de valorisation Voyageur et le projet Fort Hills et d'une perte de 8 M\$ découlant de la vente d'actifs non essentiels du secteur Exploration et production.
- En 2011, Suncor a comptabilisé dans les résultats de son secteur Exploration et production une provision après impôt de 31 M\$ au titre d'un différend concernant le versement de redevances ayant trait plus particulièrement à la déductibilité de certains coûts durant une période déterminée précédant la fusion avec Petro-Canada.

Résultat opérationnel

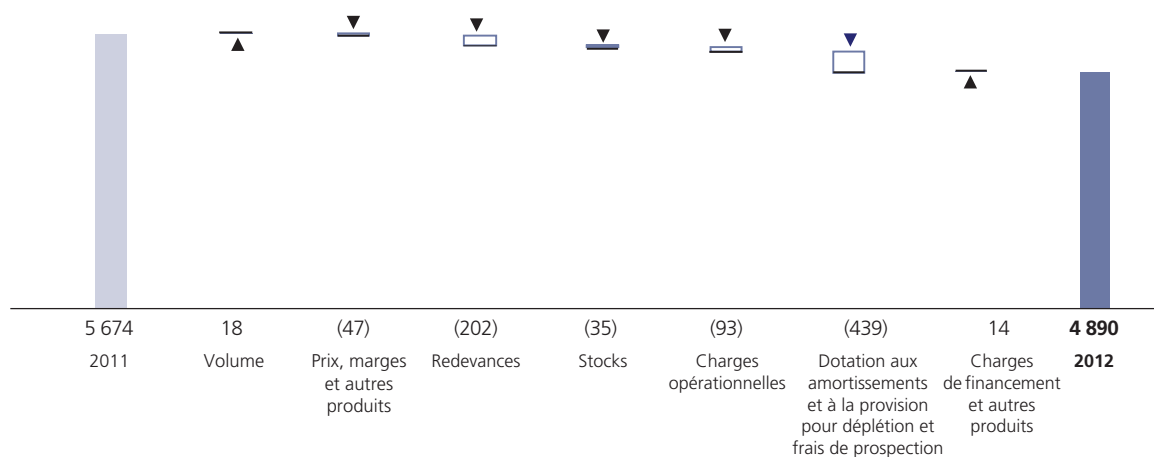
Rapprochement du résultat opérationnel consolidé ¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Résultat net présenté	2 783	4 304	3 829
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(157)	161	(372)
Pertes de valeur (déduction faite des reprises), sorties et provisions	2 176	629	306
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	88	442	—
Perte (profit) sur cessions importantes ²⁾	—	107	(826)
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion ³⁾	—	31	68
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés ⁴⁾	—	—	(233)
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova ⁵⁾	—	—	(166)
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume ⁶⁾	—	—	(51)
Frais de fusion et d'intégration	—	—	79
Résultat opérationnel ¹⁾	4 890	5 674	2 634

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) En 2010, la Société a vendu plusieurs actifs du secteur Exploration et production, dont des actifs non essentiels du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et des actifs non essentiels au Royaume-Uni, ainsi que les actifs situés aux Pays-Bas et à Trinité-et-Tobago, et elle a réalisé un profit après impôt de 826 M\$ découlant de ces cessions.
- 3) Ajustements apportés en 2010 au titre d'engagements relatifs au transport par pipeline que la Société a jugés défavorables en raison de la cession de certains actifs non essentiels du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), de la sortie de certains biens non prouvés du secteur Exploration et production, de changements apportés à la provision relativement à l'abandon du projet d'unité de cokéfaction de la raffinerie de Montréal, d'un forage improductif en Libye et d'autres estimations des coûts associés aux CEPP en Libye.
- 4) Les ajustements apportés en 2010 représentent les variations de la juste valeur des dérivés importants sur le pétrole brut utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des profits et des pertes réalisés comptabilisés au moment du règlement final de ces dérivés. La Société détient aussi des dérivés moins importants aux fins de la gestion des risques pour lesquels elle n'ajuste pas le résultat net.
- 5) En 2010, Suncor avait comptabilisé un profit après impôt de 166 M\$ lié à une modification de son pourcentage de participation directe dans le champ pétrolifère Terra Nova résultant d'une entente conclue par les copropriétaires à la suite d'un examen technique de leur apport dans la coentreprise.
- 6) En 2010, Suncor avait comptabilisé un recouvrement de redevances lié à la modification, par le gouvernement de l'Alberta, du 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.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé¹⁾

(en millions de dollars)



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor pour 2012 s'est établi à 4,890 G\$, en comparaison de 5,674 G\$ pour 2011. Les facteurs qui ont entraîné le recul du résultat opérationnel en 2012 par rapport à 2011 comprennent les suivants :

- Le volume de production du secteur Exploration et production a fléchi en 2012, ce qui tient surtout aux programmes de maintenance planifiés hors station qui se sont déroulés à Terra Nova et au retard dans le rebranchement des conduites après la réalisation des travaux, de même qu'aux travaux de maintenance planifiés menés à White Rose, à l'interruption des activités en Syrie et à la baisse de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la reprise des activités en Libye.
- Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a été moins élevé en 2012, en raison principalement de la diminution des primes sur le pétrole brut synthétique peu sulfureux comparativement au WTI et de l'augmentation de l'écart de prix léger/lourd, lequel a eu une incidence sur les prix du pétrole brut synthétique sulfureux et du bitume.
- Les redevances ont été plus élevées en 2012 qu'en 2011, en raison principalement de l'accroissement de la production en Libye, laquelle est assujettie à des taux de redevances nettement plus élevés que la production provenant des autres actifs du secteur Exploration et production.
- Le facteur d'écart sur stocks a été négatif, en raison surtout de la constitution, en 2012, de stocks du secteur Sables pétrolifères destinés à alimenter la

nouvelle infrastructure logistique mise en service, notamment le pipeline de Wood Buffalo et les réservoirs de stockage situés à Hardisty, en Alberta.

- Les charges opérationnelles se sont accrues, en raison principalement d'une augmentation de 353 M\$ de la charge de rémunération fondée sur des actions, laquelle a été plus élevée en 2012 qu'en 2011 en raison d'une hausse du cours de l'action ordinaire de la Société entre le 31 décembre 2011 et le 31 décembre 2012.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont augmenté en 2012 par rapport à 2011, ce qui s'explique essentiellement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a découlé de l'entrée en service d'actifs en 2012 et vers la fin de 2011 ainsi que par l'augmentation des sorties de puits d'exploration, partiellement contrebalancés par la baisse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion qui a résulté du fléchissement de la production du secteur Exploration et production.
- Le résultat opérationnel du secteur International a subi les contrecoups de la hausse du taux d'impôt effectif du Royaume-Uni.

Les facteurs suivants ont eu une incidence favorable sur le résultat opérationnel de 2012 par rapport à celui de 2011 :

- Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 359 200 b/j en 2012, en comparaison de 339 300 b/j en 2011, en raison surtout de l'accroissement de la production de Firebag.

- Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat opérationnel record pour 2012 et est parvenu à neutraliser en majeure partie l'incidence qu'ont eue les faibles prix du brut synthétique et du brut lourd sur le secteur Sables pétrolifères. Les marges de raffinage ont augmenté en 2012, en raison de la diminution du coût des charges d'alimentation et de l'élargissement des marges de craquage comparativement à 2011, de même que de la fiabilité continue des raffineries de la Société.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 9,745 G\$ en 2012, comparativement à 9,746 G\$ en 2011. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont subi l'incidence de la diminution des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères, laquelle a été partiellement compensée par les marges de raffinage élevées. Le fléchissement de la production du secteur Exploration et production a été contrebalancé par la hausse de la production du secteur Sables pétrolifères.

Comparaison des résultats de 2011 avec ceux de 2010

Le résultat net s'est établi à 4,304 G\$ pour 2011, en comparaison de 3,829 G\$ pour 2010. Cette progression du résultat net tient surtout aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel, partiellement contrebalancés par les ajustements du résultat opérationnel dont il est question ci-dessus, notamment l'incidence des profits et des pertes de change latents sur la dette à long terme libellée en dollars américains, la dépréciation des actifs en Libye, la hausse du taux d'impôt

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat opérationnel de Suncor.

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	94,20	95,10	79,55
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe (\$ US/b)	111,70	111,15	79,50
Écart de prix Brent daté/Maya FOB (\$ US/b)	12,15	12,50	9,30
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton (\$ CA/b)	86,60	95,75	78,05
WCS à Hardisty (\$ US/b)	73,15	77,95	65,35
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty (\$ US/b)	21,05	17,15	14,20
Condensat à Edmonton (\$ US/b)	100,75	105,30	81,90
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$ CA/kpi ²)	2,40	3,65	4,15
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	32,90	27,00	10,55
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	27,40	24,65	9,00
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	33,40	28,40	13,55
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	29,00	24,80	9,00
Taux de change (\$ US/\$ CA)	1,00	1,01	0,97
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	1,01	0,98	1,01

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

au Royaume-Uni et les profits et les pertes découlant de la cessions d'actifs importants.

Le résultat opérationnel de 2011 s'est établi à 5,674 G\$, en comparaison de 2,634 G\$ en 2010. Cette hausse du résultat opérationnel s'explique principalement par l'augmentation des prix moyens obtenus pour la production de pétrole brut en amont, par l'élargissement des marges de raffinage et par l'accroissement du volume de production du secteur Sables pétrolifères, lequel avait subi, en 2010, les contrecoups des incendies survenus à deux usines de valorisation au cours du premier semestre. L'incidence favorable de ces facteurs a été atténuée par la baisse du volume de production du secteur Exploration et production qui a résulté essentiellement des cessions d'actifs non essentiels réalisées en 2010 et en 2011, ainsi que par l'augmentation des charges opérationnelles attribuable aux coûts marginaux liés à la troisième phase d'agrandissement de Firebag.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 9,746 G\$ en 2011, en hausse comparativement à ceux de 6,656 G\$ inscrits en 2010, en raison surtout des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

La dette nette a diminué de 4,278 G\$ en 2011, grâce surtout aux importants flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles, lesquels ont été supérieurs de 2,890 G\$ aux dépenses en immobilisations (y compris les intérêts capitalisés), ainsi qu'au produit de 2,232 G\$ reçu dans le cadre de la transaction conclue avec Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») et de la vente d'actifs non essentiels en 2011. Ces facteurs ont permis à Suncor de réduire de 1,721 G\$ sa dette à court terme et sa dette à long terme et de maintenir un solde plus élevé de trésorerie et d'équivalents en 2011.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé par les variations du cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'ouest du Canada. Le prix du WTI s'est établi en moyenne à 94,20 \$ US/b en 2012, ce qui avoisine le prix moyen de 95,10 \$ US/b enregistré en 2011. En 2012, le prix du WTI a diminué tout au long de l'exercice pour tomber à son plus bas niveau en deux ans. En 2012, en raison de l'offre excédentaire, la prime moyenne obtenue sur le pétrole brut synthétique peu sulfureux a été nettement moins élevée qu'en 2011.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu est influencé par les variations des prix de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le brut canadien au pair à Edmonton et le WCS à Hardisty, mais peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du brut canadien au pair à Edmonton a considérablement diminué en 2012 comparativement à 2011. Le prix au pair moyen enregistré à Edmonton s'est établi à 86,60 \$/b en 2012 et à 95,75 \$/b en 2011. Le prix moyen obtenu pour le WCS a également diminué pour s'établir à 73,15 \$ US/b en 2012, en comparaison de 77,95 \$ US/b en 2011. L'écart de prix entre le WTI et le WCS a atteint son plus haut niveau en deux ans, ce qui a eu une incidence défavorable sur le prix du pétrole brut synthétique sulfureux.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant (ou du pétrole brut synthétique) afin de faciliter la livraison aux clients par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton). Le diluant provient principalement des installations de valorisation et de raffinage de la Société, mais l'achat de diluant auprès de tiers peut être nécessaire en cas d'interruptions de la production. La qualité du bitume et les ventes au comptant requises aux fins de la gestion des stocks peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Les prix moyens obtenus pour le bitume en 2012 ont été inférieurs à ceux obtenus en 2011, en raison surtout de l'élargissement des écarts de prix léger/lourd, contrebalancé par la baisse des prix du diluant. Vu l'intégration des raffineries terrestres du secteur Raffinage et commercialisation, Suncor parvient à neutraliser en grande partie l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du brut grâce à ses coûts de charges d'alimentation moins élevés.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant du large de la côte Est du Canada et des actifs à

l'étranger est influencé principalement par le cours du brut Brent. Le cours du brut Brent est demeuré élevé tout au long de 2012, et il s'est établi en moyenne à 111,70 \$ US/b, ce qui avoisine le cours moyen de 111,15 \$ US/b enregistré en 2011. Après avoir atteint le prix moyen de 118,35 \$ US/b au cours du premier trimestre de 2012, le prix du brut Brent s'est stabilisé pour le reste de l'exercice, et ce, en dépit de la dépréciation du WTI, pour donner lieu à une hausse importante de la prime par rapport au WTI vers la fin de 2012.

Le prix obtenu par Suncor pour la production de gaz naturel provenant de la côte de l'Amérique du Nord est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le prix de référence AECO a diminué considérablement pour s'établir en moyenne à 2,40 \$ le kpi³ en 2012, comparativement à 3,65 \$ le kpi³ en 2011.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux qui influent sur le coût de charges d'alimentation des raffineries plus perfectionnées qui traitent du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier, puisque leur calcul est basé sur le WTI. Les marges de craquage ont été plus élevées en 2012 qu'en 2011, ce qui s'explique en partie par les prix des produits raffinés, qui ont reflété la hausse du prix de la charge d'alimentation du brut Brent provenant des marchés côtiers d'Amérique du Nord. Cette augmentation a eu une incidence favorable sur toutes les raffineries de Suncor durant la majeure partie de 2012. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, par la configuration de la raffinerie et par les marchés de vente des produits raffinés propres à la zone d'approvisionnement de la raffinerie.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent 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 majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Une baisse de valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises.

À l'inverse, bon nombre d'actifs et de passifs de Suncor sont libellés en dollars américains, plus particulièrement la majeure partie de la dette à long terme de la Société, et sont convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet de diminuer le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

Sensibilités économiques ^{1), 2), 3)}

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 2012 si les changements indiqués s'étaient produits.

(variation estimée, en millions de dollars)	Résultat net	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles
Pétrole brut +1,00 \$ US/baril	88	115
Gaz naturel +0,10 \$ CA/kpi ³	(3)	(4)
Écart léger/lourd +1,00 \$ US/baril	30	40
Marges de craquage 3-2-1 +1,00 \$ US/baril	109	140
Change +0,01 \$ US/\$ CA	(42)	(145)

- 1) Chaque poste du tableau montre l'incidence de la variation de cette variable seulement, toutes les autres variables demeurant constantes.
- 2) Lorsqu'une variable varie, cela suppose que toutes les variables similaires sont touchées, de sorte que les prix moyens réalisés par Suncor augmentent uniformément. Par exemple, le poste « Pétrole brut +1,00 \$ US/baril » suppose que la totalité des prix obtenus qui sont influencés par le cours du WTI, du Brent, du pétrole brut synthétique, du WCS, du brut au pair à Edmonton et du condensat augmentent de 1,00 \$ US/baril.
- 3) Les écarts entre les estimations liées au résultat net et les estimations relatives aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'expliquent principalement par l'incidence des impôts en trésorerie se rapportant à certaines juridictions.

5. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation

En 2012, le secteur Sables pétrolifères a franchi plusieurs jalons qui ont contribué à l'atteinte d'une production record.

La troisième phase d'agrandissement de Firebag a atteint sa pleine capacité de production en 2012, tandis que la bonne marche de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag a permis de démarrer la production aux puits de pétrole et de mettre en service plus tôt que prévu les installations de traitement centralisé et les unités de cogénération. Le projet, qui tire à sa fin, devrait coûter environ 15 % de moins que le coût estimatif annoncé. La Société s'attend à ce que la production de bitume du complexe Firebag atteigne 180 000 b/j d'ici l'an prochain.

Depuis la mise en service du projet MNU au troisième trimestre de 2012, les installations de valorisation de Suncor ont la capacité de générer une proportion accrue de pétrole brut synthétique de plus grande valeur. La mise en valeur du prolongement nord de la mine Steepbank a permis à Suncor d'accéder à d'importantes réserves et a contribué à l'amélioration de l'efficacité en réduisant la congestion à la mine et les distances moyennes de transport. La Société a également achevé son projet de gestion des résidus. Le procédé TROMC permet de convertir plus rapidement les résidus fins mûrs en un dépôt ayant des propriétés semblables à celles du sol et pouvant être remis en état. L'adoption de cette nouvelle technologie et les dépenses en immobilisations engagées par la Société pour repenser son mode de gestion des résidus a eu pour résultat l'annulation des projets liés à cinq autres bassins de décantation des résidus.

Si le bon déroulement des projets d'immobilisations majeurs a été un facteur de croissance en 2012, l'objectif ciblé pour 2013 consistera à optimiser nos actifs existants grâce à la construction de nouvelles infrastructures qui amélioreront la capacité de transport à l'échelle régionale et la souplesse commerciale, et grâce à des projets de désengorgement qui devraient se traduire par des économies de coûts et des gains de production dans le secteur Sables pétrolifères. En vue de soutenir ces initiatives, le pipeline de Wood Buffalo et deux des quatre réservoirs de stockage à Hardisty, en Alberta, ont été mis en service vers la fin de 2012.

La Société continuera également de concentrer ses efforts sur la croissance soutenue et le maintien de la production par l'entremise de programmes dynamiques de forage de puits intercalaires et de forage de développement à Firebag et à MacKay River. Elle a également mis en branle

un projet de désengorgement aux installations de traitement centralisé de MacKay River et prévoit porter la production à 38 000 b/j d'ici 2015.

Fortes d'importantes ressources, Suncor continue d'évaluer les perspectives de croissance liées aux projets *in situ* à Firebag, à MacKay River, à Meadow Creek et à Lewis. En outre, le portefeuille de projets technologiques de Suncor constituera un levier d'amélioration de la production et de l'efficacité tout en générant de futurs débouchés. Ce portefeuille répond à des défis concernant aussi bien les mines souterraines que les mines à ciel ouvert, tels que la réduction du rapport vapeur-pétrole et l'optimisation de l'efficacité opérationnelle.

Le secteur Sables pétrolifères continue de mettre l'accent sur l'exercice sécuritaire d'activités opérationnelles fiables qui donnent lieu à un accroissement continu de la production tout en permettant un contrôle efficace des charges opérationnelles. Grâce à nos initiatives en matière d'excellence opérationnelle, nous prévoyons continuer d'optimiser l'utilisation de nos installations et d'accroître la productivité de la main-d'œuvre. La fiabilité des installations de valorisation a été plutôt décevante en 2012; cependant, Suncor s'emploie toujours à améliorer cet aspect.

Le secteur Coentreprise des Sables pétrolifères, qui cherche à assurer le succès des partenariats conclus par Suncor, a continué à collaborer étroitement avec d'autres coentrepreneurs afin d'évaluer et de mener à bien des projets de croissance, notamment les projets d'exploitation minière Fort Hills et Joslyn North et le projet de l'usine de valorisation Voyageur.

Les partenaires du projet d'exploitation minière de Fort Hills s'attendent à prendre une décision concernant l'autorisation des dépenses liées au projet au cours du deuxième semestre de 2013. Sous réserve de l'autorisation des dépenses liées au projet par les coentrepreneurs, les activités qui s'ensuivront devraient comprendre les premières étapes de la conception de plans techniques détaillés, l'acquisition d'équipement et de matériel en vrac et l'aménagement du site. Suncor compte fournir plus de précisions en ce qui a trait au montant prévu de l'autorisation des dépenses liées au projet d'exploitation minière Joslyn dès qu'une date se précisera.

Suncor estime que les perspectives économiques sont peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Suncor et son partenaire continuent de travailler assidûment pour trouver une issue au projet. Les

SABLES PÉTROLIFÈRES

partenaires ont envisagé plusieurs pistes de solution, se penchant notamment sur les conséquences de son annulation ou de son report indéfini. Aucune décision concernant le projet n'a encore été prise officiellement et les partenaires poursuivent leur réflexion afin de parvenir à une décision d'ici la fin du premier trimestre de 2013. La

décision de mettre en branle le projet de l'usine de valorisation Voyageur ne peut être prise sans l'approbation des deux partenaires, ce qui signifie, dans le cas de Suncor, son conseil d'administration. Suncor et son partenaire ont convenu de minimiser les dépenses liées au projet d'ici à ce qu'une décision soit prise.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Produits bruts ¹⁾	11 502	12 003	9 002
Moins les redevances	(684)	(799)	(681)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances ¹⁾	10 818	11 204	8 321
Résultat net	458	2 603	1 520
Résultat opérationnel ²⁾			
Sables pétrolifères	1 797	2 425	1 196
Coentreprises des Sables pétrolifères	218	312	183
	2 015	2 737	1 379
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	4 407	4 572	2 777

1) La Société a reclassé les produits bruts et les produits opérationnels des exercices précédents pour rendre compte de la présentation sur une base nette de certaines transactions portant sur des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers au sein du secteur Sables pétrolifères qui étaient auparavant présentées sur une base brute.

2) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 458 M\$ pour 2012, en comparaison de 2,603 G\$ pour 2011. En raison des perspectives économiques peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur, la Société a procédé à un test de dépréciation en 2012. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets futurs attendus, la Société a inscrit une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$. Le résultat net a aussi reculé en 2012 en raison d'un ajustement de l'impôt différé de 70 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition. Le résultat net de 2011 tenait compte d'une perte de 99 M\$ découlant de la vente de participations partielles dans l'usine de valorisation Voyageur et dans le projet d'exploitation minière Fort Hills, ainsi que d'une sortie après impôt de 35 M\$ découlant d'ajustements liés au réseau de pipelines d'un tiers.

Les activités liées aux sables pétrolifères ont contribué à hauteur de 1,797 G\$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a

contribué à hauteur de 218 M\$. Le fléchissement du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères, qui est passé de 2,425 G\$ en 2011 à 1,797 G\$ en 2012, est principalement attribuable à la baisse des prix moyens obtenus et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'accroissement des ventes de bitume. Le résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères s'est établi à 218 M\$ en 2012, en baisse par rapport à celui de 312 M\$ inscrit en 2011, en raison surtout de la diminution des prix obtenus par Syncrude.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles liées au secteur Sables pétrolifères se sont établis à 4,407 G\$ en 2012, en comparaison de 4,572 G\$ en 2011. Cette baisse tient principalement au recul des prix obtenus, partiellement compensé par l'augmentation des ventes de bitume.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Résultat opérationnel

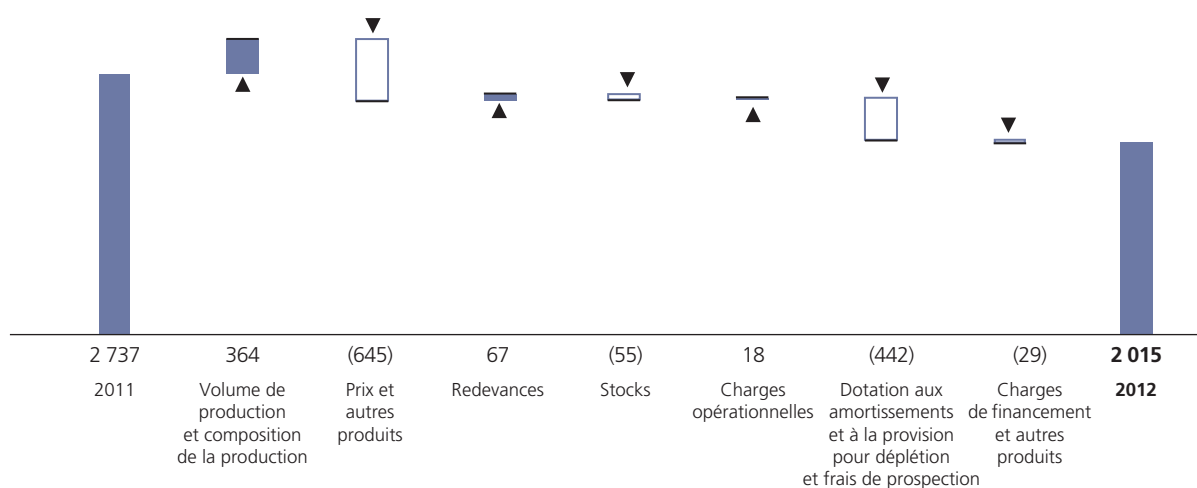
Rapprochement du résultat opérationnel

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Résultat net présenté	458	2 603	1 520
Pertes de valeur et sorties	1 487	35	143
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	70	—	—
Perte sur cessions importantes	—	99	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	—	(233)
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume	—	—	(51)
Résultat opérationnel¹⁾	2 015	2 737	1 379

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Volumes de production¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2012	2011	2010
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	276,7	279,7	251,4
Bitume non valorisé	48,1	25,0	31,6
Sables pétrolifères	324,8	304,7	283,0
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	34,4	34,6	35,2
Total	359,2	339,3	318,2

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients. Le pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. Se reporter au tableau intitulé « Bitume provenant des activités opérationnelles » figurant ci-après.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un volume record de production, celle-ci s'étant établie en moyenne à 359 200 b/j en 2012, en hausse par rapport à celle de 339 300 b/j obtenue en 2011. La hausse du volume de production du secteur Sables pétrolifères s'explique principalement par l'accroissement de la production provenant de Firebag.

Le volume de produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel) s'est établi en moyenne à 276 700 b/j en 2012, en comparaison de 279 700 b/j en 2011. En 2012, la production a subi les répercussions des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de plusieurs unités de cokéfaction et unités d'hydrotraitement des usines de valorisation 1 et 2 et des travaux de maintenance non planifiés menés aux unités de valorisation principale et secondaire de l'usine de

SABLES PÉTROLIFÈRES

valorisation 2. En 2011, la production avait subi les contrecoups de la réalisation de travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines portant sur les installations de l'usine de valorisation 2 et des travaux de maintenance non planifiés qui avaient été exécutés à l'égard de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1. L'étendue des travaux de maintenance planifiés réalisés en 2012 a été plus limitée, mais les travaux de maintenance non planifiés effectués en 2012 ont eu pour effet de restreindre la production durant l'exercice. La production de bitume non valorisé s'est établie en moyenne à 48 100 b/j en 2012, en comparaison de 25 000 b/j en 2011. Cette hausse découle principalement de l'accroissement de la production provenant de Firebag.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie en moyenne à 34 400 b/j en 2012, en comparaison de 34 600 b/j en 2011. Les travaux de maintenance non planifiés ont eu une incidence similaire sur la production de 2012 et sur celle de 2011.

Bitume provenant des activités opérationnelles

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Sables pétrolifères – Activités de base			
Production (kb/j)	266,2	287,1	266,2
Minerai extrait (en milliers de tonnes par jour)	412,3	441,1	391,9
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,65	0,65	0,68
Production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)			
Firebag	104,0	59,5	53,6
MacKay River	27,0	30,0	31,5
Total de la production <i>in situ</i>	131,0	89,5	85,1
Ratio vapeur-pétrole <i>in situ</i>			
Firebag	3,4	3,6	3,2
MacKay River	2,4	2,2	2,4

Le volume de bitume provenant des activités menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est établi en moyenne à 266 200 b/j en 2012, contre 287 100 b/j en 2011. Ce fléchissement de la production en 2012 s'explique essentiellement par le ralentissement des activités minières qu'a entraîné la moins grande disponibilité des installations de valorisation attribuable aux travaux de maintenance effectués. Durant la majeure partie de l'exercice, la Société a mené des travaux d'extraction dans une zone de la mine Millennium qui renferme du minerai de qualité inférieure. Toutefois, au quatrième trimestre de 2012, elle a achevé ses travaux portant sur cette zone, comme prévu.

La production de bitume issue des activités *in situ* s'est établie en moyenne à 131 000 b/j en 2012, en hausse par rapport à celle de 89 500 b/j enregistrée en 2011.

- La production de Firebag s'est établie en moyenne à 104 000 b/j en 2012, en comparaison de 59 500 b/j en 2011. Les installations de traitement centralisé de la troisième phase ont atteint leur capacité nominale environ un an après la production des premiers volumes en août 2011. Les unités de cogénération et les installations de traitement centralisé de la quatrième phase sont entrées en service plus tôt que prévu, et les installations de traitement centralisé ont fonctionné à 10 % de leur capacité tout au long du quatrième trimestre de 2012. La production de Firebag devrait atteindre 180 000 b/j au cours du prochain exercice.
- La production moyenne de MacKay River s'est établie à 27 000 b/j en 2012, en baisse par rapport à celle de 30 000 b/j enregistrée en 2011, ce qui s'explique surtout par l'accroissement du volume de travaux de maintenance planifiés en 2012 et par la déplétion naturelle des puits plus âgés. Dans le but de maintenir la cadence de production, la Société a commencé l'injection de vapeur dans les puits d'une nouvelle plateforme de puits en décembre 2012. Les premiers volumes de pétrole provenant de ces puits sont attendus au premier trimestre de 2013.

Volume des ventes et composition des ventes

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Volume des ventes du secteur			
Sables pétrolifères (kb/j)			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	93,8	85,5	82,3
Diesel	24,5	24,3	20,4
Pétrole brut synthétique sulfureux	161,1	170,6	145,2
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)			
	279,4	280,4	247,9
Bitume non valorisé	44,5	24,0	31,4
	323,9	304,4	279,3

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 323 900 b/j en 2012, en hausse par rapport à celui de 304 400 b/j enregistré en 2011.

- Le volume des ventes de produits peu sulfureux (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel) s'est accru en 2012 par rapport à 2011. Le démarrage du projet MNU au troisième trimestre de 2012 a permis à Suncor de maintenir une composition des ventes de pétrole brut synthétique plus rentable durant le déroulement des travaux de maintenance menés à l'usine de valorisation

SABLES PÉTROLIFÈRES

2 en 2012. En 2011, les ventes de produits peu sulfureux avaient subi les contrecoups des travaux de maintenance planifiés menés à l'usine de valorisation 2 et des travaux de maintenance non planifiés menés à l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1.

- Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté en 2012 par rapport à 2011, en raison principalement des volumes supplémentaires produits à Firebag en 2012 qui ont donné lieu à une hausse de la production de bitume non valorisé provenant du complexe Firebag.

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre
Dédution faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)

	2012	2011	2010
Sables pétrolifères			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	96,95	103,95	74,71
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume non valorisé	72,93	80,17	66,60
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	81,69	88,74	69,58
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(12,44)	(5,35)	(12,33)
Coentreprises des Sables pétrolifères			
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	92,69	101,80	80,93
Syncrude, par rapport au WTI	(1,50)	7,71	(0,98)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 81,69 \$/b en 2012, en comparaison de 88,74 \$/b en 2011, en raison de la plus grande proportion de ventes de bitume non valorisé réalisées en 2012 et des écarts de prix moins favorables. Bien que le prix moyen du WTI soit demeuré relativement stable par rapport à 2011, la prime moyenne réalisée pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux par rapport au WTI a diminué d'environ 6 \$/b. L'augmentation de l'escompte sur le WCS par rapport au WTI s'est répercutée sur le prix du pétrole brut synthétique sulfureux et le prix du bitume non valorisé. En conséquence, le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a été inférieur de 12,44 \$/b au prix du WTI, tandis qu'il avait été inférieur de 5,35 \$/b au prix du WTI en 2011.

Le prix moyen obtenu par Suncor pour la production de Syncrude s'est établi à 92,69 \$/b en 2012, en comparaison

de 101,80 \$/b en 2011, en raison principalement des écarts de prix moins favorables entre le pétrole brut synthétique peu sulfureux et le WTI en 2012.

Redevances

Les redevances ont été moins élevées en 2012 qu'en 2011, en raison de la baisse du prix de référence du brut WCS, lequel influe sur la méthode d'évaluation du bitume réglementaire utilisée par la Société pour déterminer le montant des redevances sur les biens miniers. La hausse des déductions au titre des dépenses en immobilisations de maintien importantes admissibles engagées par Syncrude a également contribué à faire diminuer les redevances en 2012.

Stocks

Le facteur d'écart sur stocks a amoindri le résultat opérationnel, en raison de l'important volume de stocks cumulé à la fin de 2012, lequel s'explique par la hausse de la production de bitume non valorisé et le remplissage des canalisations effectué en prévision des actifs mis en service vers la fin de l'année, notamment le pipeline de Wood Buffalo et deux réservoirs de stockage situés à Hardisty, en Alberta.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles de 2012 ont été légèrement supérieures à celles de 2011, en raison notamment de ce qui suit :

- Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont légèrement accrues pour atteindre 4,395 G\$ en 2012, en comparaison de 4,355 G\$ en 2011, en raison des coûts marginaux qui ont dû être engagés pour assurer l'exploitation d'actifs mis en service durant l'exercice, notamment les installations de traitement centralisé de la quatrième phase de Firebag et le projet MNU. L'incidence de ces facteurs a été atténuée par la baisse des prix du gaz naturel, par l'incidence favorable de la croissance des ventes d'électricité et par les efficacités opérationnelles réalisées, notamment les avantages qui ont découlé des activités d'exploitation minière menées dans le prolongement nord de la mine Steepbank.
- Les autres charges opérationnelles engagées en 2012 ont été supérieures à celles engagées en 2011, ce qui s'explique surtout par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et par la hausse des coûts liés au redémarrage de certains projets de croissance qui avaient été mis en veilleuse au terme de la période de ralentissement économique de 2008 et du début de 2009. Ces facteurs ont été partiellement

SABLES PÉTROLIFÈRES

contrebalancés par l'incidence des coûts moins élevés associés à la réduction de la portée de ces activités de démarrage de la quatrième phase de Firebag, ainsi que par la réception de crédits au titre du transport par pipeline.

- Les charges opérationnelles de Syncrude ont été moins élevées en 2012 qu'en 2011, en raison de la baisse du coût du carburant et du moins grand volume de travaux de maintenance planifiés.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a augmenté en 2012 par rapport à 2011, ce qui s'explique par l'accroissement de la valeur des actifs qui a découlé de l'entrée en service de nouveaux actifs à Firebag, du projet TROMC, du projet MNU et du projet de prolongement nord de la mine Steepbank, ainsi que par les coûts capitalisés au titre des travaux de maintenance planifiés.

Rapprochement des charges opérationnelles décaissées^{1), 2)}

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	5 375	5 169	4 537
Charges opérationnelles, frais de vente et frais liés à Syncrude	(513)	(529)	(473)
Coûts non liés à la production ³⁾	(338)	(275)	(305)
Autres ⁴⁾	(129)	(10)	32
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (en millions de dollars)	4 395	4 355	3 791
Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	37,05	39,05	36,70

- 1) Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Au premier trimestre de 2012, le calcul des charges opérationnelles décaissées a été révisé afin de mieux rendre compte des coûts de production décaissés. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités en conséquence. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 3) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, les frais de recherche, les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et le coût des charges d'alimentation liées au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.
- 4) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks et des produits opérationnels liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué en 2012 pour s'établir en moyenne à 37,05 \$/b, en comparaison de 39,05 \$/b en 2011, en raison de la hausse des volumes de production. Les charges opérationnelles décaissées totales ont toutefois légèrement augmenté. En 2012, les charges opérationnelles décaissées totales ont subi l'incidence des coûts marginaux qui ont dû être engagés pour assurer l'exploitation d'actifs mis en service au cours de l'exercice, notamment les installations de traitement centralisé de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag et le projet MNU. L'incidence de ces facteurs a été atténuée par la baisse des prix du gaz naturel, par l'incidence favorable de la croissance des ventes d'électricité et par les efficacités opérationnelles réalisées, notamment les avantages qui ont découlé des activités d'exploitation minière menées dans le prolongement nord de la mine Steepbank.

Dépréciation du projet de l'usine de valorisation Voyageur

En raison des perspectives économiques peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur, la Société a procédé à un test de dépréciation au quatrième trimestre de 2012. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets futurs attendus, la Société a inscrit une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$. Compte tenu de cette perte de valeur, la valeur comptable des actifs nets de la Société liés au projet de l'usine de valorisation Voyageur s'établissait à environ 345 M\$ au 31 décembre 2012.

Travaux de maintenance planifiés

La Société compte rénover l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 vers la fin du premier trimestre de 2013; celle-ci devrait donc être hors service pendant environ 14 semaines. La baisse de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux qu'entraînera cet arrêt sera partiellement compensée par la capacité d'hydrotraitement additionnelle que fournira le projet MNU.

La Société a l'intention d'entreprendre des travaux de maintenance aux installations de valorisation 1 au cours du deuxième trimestre de 2013. Ces travaux devraient durer environ sept semaines, période durant laquelle l'usine de valorisation 1 sera mise à l'arrêt. La Société prévoit terminer les travaux de maintenance planifiés portant sur l'une des installations de traitement centralisé de Firebag pendant cette période.

Des travaux de maintenance planifiés visant les installations de l'usine de valorisation 2 devraient être menés au troisième trimestre de 2013, ce qui devrait avoir

SABLES PÉTROLIFÈRES

une incidence sur la production de pétrole brut synthétique.

Les répercussions de ces travaux de maintenance sur la production ont été prises en compte dans les prévisions de la Société.

Comparaison des résultats de 2011 et des résultats de 2010

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 2,603 G\$ pour 2011, en comparaison de 1,520 G\$ pour 2010. Le résultat net de 2011 tient compte d'une perte après impôt découlant de la cession partielle de participations dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur et le projet d'exploitation minière Fort Hills. Le résultat net de 2010 tenait compte d'un profit après impôt de 233 M\$ lié à la variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques et d'un montant de 51 M\$ comptabilisé au titre d'un recouvrement de redevances découlant de la modification de la méthode d'évaluation du bitume utilisée par Suncor. L'incidence favorable de ces facteurs avait toutefois été atténuée par des sorties après impôt totalisant 143 M\$, essentiellement liées à l'équipement nécessaire à l'exécution d'un procédé d'exploitation et d'extraction minières, qui a finalement été abandonné.

Le résultat opérationnel s'est établi à 2,737 G\$ pour 2011, en comparaison de 1,379 G\$ pour 2010. Cette progression s'explique principalement par l'augmentation des prix moyens réalisés et par l'accroissement des volumes de production, lesquels ont été contrebalancés par la hausse des charges opérationnelles et par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Les volumes de production ont été inférieurs au premier semestre de 2010, en raison essentiellement de l'incidence des deux incendies survenus aux usines de valorisation. Les charges opérationnelles ont été plus élevées en 2011, en raison surtout des coûts liés au démarrage des activités de la troisième phase de

Firebag et des travaux de maintenance non planifiés exécutés aux unités de valorisation secondaires de l'usine de valorisation 1. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté, en raison principalement de la mise en service d'actifs, notamment ceux liés à troisième phase de Firebag et des travaux de maintenance non planifiés réalisés en 2011.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 4,572 G\$ pour 2011, en comparaison de 2,777 G\$ pour 2010. Cette augmentation découle principalement de l'accroissement des marges qui a résulté de la hausse des prix obtenus et des volumes de production.

Au premier trimestre de 2011, Suncor a conclu, avec Total E&P, des transactions qui prévoyaient l'attribution à Total E&P d'une participation dans le projet de l'usine de valorisation Voyageur et l'accroissement de la participation directe de celle-ci dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills, de même que l'attribution à Suncor d'une participation dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn. En contrepartie de l'acquisition d'une participation de 49 % dans le projet d'usine de valorisation Voyageur, d'une participation supplémentaire de 19,2 % dans le projet Fort Hills, des droits relatifs à des licences portant sur certaines connaissances et technologies et de la prise en charge de la quote-part qui lui revient des dépenses en immobilisations postérieures à la date de clôture des transactions, soit le 1^{er} janvier 2011, Total E&P a versé à Suncor 2,662 G\$ (déduction faite des coûts de transaction). Suncor a comptabilisé une perte après impôt de 99 M\$ à l'égard de la cession partielle de ses actifs, qui comprend une réduction de 267 M\$ du goodwill attribué par la Société aux participations cédées. En contrepartie de l'acquisition d'une participation de 36,75 % dans le projet Joslyn et de la prise en charge de la quote-part qui lui revient des dépenses en immobilisations postérieures à la date de clôture, Suncor a versé 842 M\$ à Total E&P.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles

Le secteur Exploration et production de Suncor comprend principalement des actifs en amont destinés à générer une production de pétrole classique. Ce secteur a continué de générer d'importants flux de trésorerie pour Suncor, et il constitue toujours une importante source de financement pour sa croissance future. La hausse des prix obtenus a aussi contribué à accroître la rentabilité, plus de 70 % de la production de ce secteur pour 2012 s'étant vendue à

un prix fondé sur le cours du brut Brent, lequel s'est négocié à forte prime par rapport au WTI.

Comme il a été mentionné, les résultats du secteur Exploration et production pour 2012 reflètent l'incidence des travaux de maintenance planifiés qui ont touché toutes les installations extracôtières, notamment les répercussions du remplacement de la tête d'injection d'eau du navire de production, de stockage et de déchargement (« navire PSD ») et de l'infrastructure sous-marine à Terra

EXPLORATION ET PRODUCTION

Nova et celles des travaux de réparation du système de propulsion du navire PSD et des autres travaux de maintenance menés à White Rose. D'importants volumes ont été produits en Libye après le redémarrage de la production qui a suivi le changement de régime en 2011. Suncor est heureuse des résultats obtenus, et elle compte reprendre les activités de prospection en 2013.

L'exercice ne s'est pas déroulé sans encombre. Les activités en Syrie sont restées interrompues tout au long de 2012 en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales imposées à ce pays. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont demeurés très bas tout au long de l'exercice, ce qui a entraîné des arrêts de production dans certaines régions de l'Ouest canadien.

En vue d'atteindre son objectif de croissance à long terme au moyen de ses actifs essentiels, et parce qu'elle est d'avis que les conditions du marché s'améliorent, Suncor continue à chercher des occasions de se départir d'actifs non essentiels et saisira celles qui répondent à ses objectifs financiers.

La croissance du secteur Exploration et production est un objectif primordial pour Suncor, comme en font foi les dépenses de croissance qu'elle prévoit affecter à l'avancement des projets de ce secteur en 2013, lesquelles devraient représenter près de la moitié du total de ses dépenses de croissance pour l'exercice. La Société et ses

coentrepreneurs ont annoncé que les dépenses liées au projet Hebron mené au large de la province de Terre-Neuve-et-Labrador avaient été autorisées au cours du quatrième trimestre de 2012. La capacité brute de production de pétrole du projet Hebron est estimée à 150 000 b/j, et la production initiale est attendue vers la fin de 2017.

La Société et les coentrepreneurs du projet Golden Eagle mené dans la portion britannique de la mer du Nord ont poursuivi les travaux de mise en valeur en 2012, les premiers volumes de production étant prévus pour la fin de 2014 ou le début de 2015.

La Société entend également prolonger la vie productive de ses infrastructures extracôtières existantes en menant des activités de forage dans des zones adjacentes aux champs productifs, tels que le projet Hibernia sud, les projets d'extension à White Rose et la zone Northern Terrace du champ Buzzard.

À plus long terme, un potentiel de nouveaux débouchés s'offre à la Société au large de la Norvège, où elle agit de plus en plus à titre d'exploitant pour les projets de prospection de plus en plus nombreux auxquels elle participe, ainsi que dans les bassins de ressources pétrolières matures situés dans la portion britannique de la mer du Nord et au large de la côte Est du Canada.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Produits bruts	6 476	6 784	7 043
Moins les redevances	(1 631)	(1 472)	(1 377)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	4 845	5 312	5 666
Résultat net	138	306	1 938
Résultat opérationnel ¹⁾			
Côte Est du Canada	422	694	407
International	538	708	793
Amérique du Nord (activités terrestres)	(110)	(44)	(7)
	850	1 358	1 193
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	2 227	2 846	3 325

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 138 M\$ pour 2012, en comparaison de 306 M\$ pour 2011. Le résultat net de 2012 tient compte de pertes de valeur (déduction faite des reprises), de sorties et de provisions totalisant 689 M\$. La Société a inscrit une perte de valeur (déduction faite des reprises) et des sorties après impôt de 517 M\$ à l'égard d'actifs en Syrie, une perte de valeur après impôt de 65 M\$ afin de rendre compte de

l'incertitude entourant la mise en valeur future de certains actifs de prospection de ses secteurs Côte Est du Canada et Amérique du Nord (activités terrestres), ainsi qu'une perte de valeur après impôt de 63 M\$ liée à certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite d'une révision à la baisse des prix prévisionnels. De plus, elle a comptabilisé une provision après impôt de 44 M\$ au titre d'engagements futurs relatifs à une capacité

EXPLORATION ET PRODUCTION

pipelinière inutilisée de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Le résultat net tient également compte d'une charge d'impôt différé de 23 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le résultat net de 2011 tenait compte de pertes de valeur après impôt (déduction faite des reprises) de 571 M\$, qui comprenaient une perte de valeur après impôt (déduction faite des reprises) de 503 M\$ liée à des actifs en Libye attribuable à un arrêt de la production et une perte de valeur après impôt (déduction faite des reprises) de 68 M\$ liée à certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) attribuable à une révision à la baisse des prix prévisionnels. Le résultat net de 2011 avait également subi l'incidence d'une charge d'impôt différé de 442 M\$ attribuable à une augmentation du taux réglementaire au Royaume-Uni, d'une provision après impôt de 31 M\$ liée à un différend concernant le versement de redevances durant une certaine période précédant la fusion, et d'une perte après impôt de 8 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels.

Le résultat opérationnel du secteur Côte Est du Canada s'est chiffré à 422 M\$ en 2012, en baisse par rapport à celui de 694 M\$ inscrit en 2011, en raison principalement

des programmes de maintenance planifiés hors station mis en œuvre à Terra Nova, à White Rose et à Hibernia, lesquels ont entraîné une diminution de la production. Le résultat opérationnel du secteur International s'est établi à 538 M\$ en 2012, en baisse par rapport à celui de 708 M\$ inscrit en 2011, ce qui s'explique surtout par l'interruption des activités en Syrie, par la hausse de la charge d'impôt au Royaume-Uni attribuable à l'augmentation du taux d'imposition réglementaire, et par l'augmentation du nombre de sorties de puits et des frais de prospection. L'incidence de ces facteurs a toutefois été atténuée par la reprise des activités en Libye et par la hausse des prix obtenus en 2012. Le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a quant à lui inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 110 M\$ pour 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 44 M\$ pour 2011. Ce recul s'explique par la diminution des prix du gaz naturel et par le fléchissement des volumes de production.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,227 G\$ en 2012, en comparaison de 2,846 G\$ en 2011. Cette baisse tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

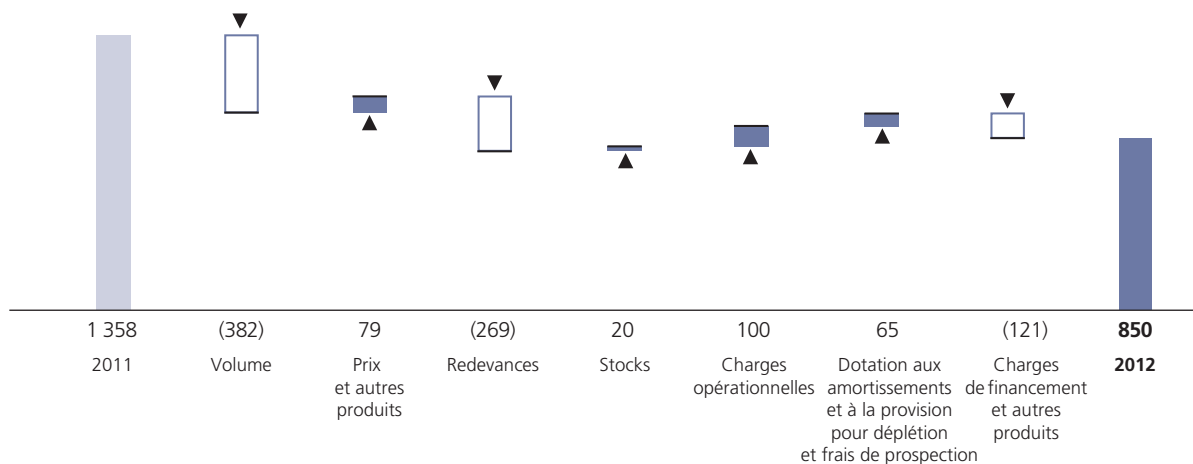
Rapprochement du résultat opérationnel

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Résultat net présenté	138	306	1 938
Pertes de valeur (déduction faite des reprises), sorties et provisions	689	571	163
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	23	442	—
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	31	84
Perte (profit) sur cessions importantes	—	8	(826)
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova	—	—	(166)
Résultat opérationnel ¹⁾	850	1 358	1 193

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Volumes de production (kbep/j)	189,9	206,7	296,9
Côte Est du Canada (kb/j)	46,5	65,6	68,6
International (kbep/j)	89,5	76,4	132,5
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi ³ e/j)	323	388	575
Composition (liquides/gaz) (%)	74/26	64/36	63/37
Côte Est du Canada	100/0	100/0	100/0
International	99/1	82/18	87/13
Amérique du Nord (activités terrestres)	10/90	8/92	9/91

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 46 500 b/j en 2012, contre 65 600 b/j en 2011.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 8 800 b/j en 2012, en comparaison de 16 200 b/j en 2011. La production a été interrompue pendant 27 semaines en 2012 en raison du déroulement d'un programme de maintenance à quai visant à remplacer la tête d'injection d'eau du navire PSD et à mener à bien d'autres travaux de maintenance périodique planifiés. Suncor a aussi profité de cet arrêt pour mener, à l'égard de l'infrastructure sous-marine, des travaux visant à régler certains problèmes liés à la présence de sulfure d'hydrogène (« H₂S »). À l'issue du programme de maintenance à quai, la production a repris au plus grand des centres en décembre, tandis que la production d'un deuxième centre de forage a été retardée jusqu'en février 2013. Le troisième centre de

forage devrait être mis en service au troisième trimestre de 2013, lorsque les conduites défectueuses pourront être remplacées. Même si la production risque de souffrir de la mise hors service prolongée du troisième centre de forage, la Société s'attend à ce que le secteur Côte Est du Canada produise les volumes prévus pour 2013.

- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 11 600 b/j en 2012, en comparaison de 18 500 b/j en 2011. La production a été interrompue pour 15 semaines en 2012, le temps que soient effectués des travaux de maintenance hors station visant à réparer le système de propulsion du navire PSD ainsi que d'autres travaux de maintenance périodique planifiés.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 26 100 b/j en 2012, en comparaison de 30 900 b/j en 2011. La production a été interrompue durant quatre semaines en raison de l'exécution de travaux de maintenance planifiés. La déplétion naturelle des puits plus âgés a été partiellement contrebalancée par la hausse de la production qui a découlé des travaux de forage de développement en cours.

La production du secteur International s'est établie en moyenne à 89 500 bep/j en 2012, en comparaison de 76 400 bep/j en 2011.

- La production provenant de la région de la mer du Nord s'est établie en moyenne à 48 000 bep/j en 2012, en comparaison de 46 700 bep/j en 2011. La hausse de la production à Buzzard rend compte de l'amélioration de

EXPLORATION ET PRODUCTION

la fiabilité en 2012. En 2011, la production de Buzzard avait souffert du remplacement du système de refroidisseur à compression de gaz, de l'interruption du service et de la capacité de transport réduite sur le pipeline d'un tiers, de même que d'autres arrêts de production qui avaient coïncidé avec la mise en service de la quatrième plateforme. En 2011, la production comprenait 3 800 bep/j provenant d'actifs non essentiels du Royaume-Uni, qui ont été cédés au premier trimestre de 2011.

- En 2012, la production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 41 500 b/j, comparativement à 12 100 b/j en 2011. La production en Libye a été interrompue pendant la majeure partie de 2011, en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales. La production a repris plus tard dans l'année, après le changement de régime et la levée des sanctions, et, au premier trimestre de 2012, elle avait repris dans les principaux champs pétrolifères.
- En décembre 2011, la Société a dû déclarer un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles en Syrie en raison de l'agitation politique dans ce pays et des sanctions imposées par la communauté internationale à son égard. Par conséquent, la Société n'a comptabilisé aucune production provenant de la Syrie en 2012. En 2011, la production provenant de la Syrie s'était établie en moyenne à 17 600 bep/j.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est élevée en moyenne à 323 Mpi³e/j en 2012, en comparaison de 388 Mpi³e/j en 2011.

- En 2011, une production d'environ 25 Mpi³e/j avait été tirée de certains champs situés dans le sud-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique dont la production a été interrompue au premier semestre de 2012 par suite de la baisse du prix du gaz naturel et de la fermeture d'une installation de traitement du gaz naturel.
- En 2011, la Société s'est départie d'actifs non essentiels qui ont fourni une production d'environ 14 Mpi³e/j en 2011.
- La production provenant des autres biens de ce secteur a diminué en 2012, en raison surtout de la déplétion naturelle.

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2012	2011	2010
Exploration et production (\$/bep)	84,05	79,95	61,06
Côte Est du Canada (\$/b)	112,15	108,42	80,20
International (\$/bep)	108,22	100,89	74,92
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ³ e)	3,28	4,39	4,70

En 2012, les prix moyens obtenus pour la production de pétrole brut provenant du secteur Côte Est du Canada ont été plus élevés que ceux obtenus en 2011. Bien que le prix du brut Brent n'ait pas varié d'un exercice à l'autre, les prix obtenus par le secteur Côte Est du Canada ont augmenté pour s'établir à 112,15 \$/b en 2012, en comparaison de 108,42 \$/b en 2011, ce qui s'explique principalement par la production plus élevée enregistrée au premier trimestre de 2012, au cours duquel le prix du brut Brent a atteint son plus haut niveau de l'exercice.

Les prix moyens obtenus pour la production du secteur International ont été plus élevés en 2012, en raison de l'incidence combinée de l'ajout des volumes de pétrole brut provenant de la Libye, dont le prix est plus élevé, et de l'absence de volumes de gaz naturel provenant de la Syrie.

Les prix moyens obtenus pour la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été moins élevés, en raison principalement de la baisse des prix de référence du gaz naturel.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées en 2012 qu'en 2011, en raison essentiellement de la hausse de la production en Libye, laquelle est assujettie à des taux de redevances nettement plus élevés que la production provenant des autres actifs du secteur Exploration et production. Cette hausse des redevances a été partiellement contrebalancée par la baisse des redevances découlant de la diminution de la production du secteur Côte Est du Canada et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par rapport à 2011, ainsi que par l'incidence de l'interruption des activités en Syrie en 2012.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées en 2012 qu'en 2011, en raison de la baisse des volumes de production du secteur Côte Est du Canada, du fléchissement de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et de l'interruption des activités en Syrie. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par les charges supplémentaires qui ont

EXPLORATION ET PRODUCTION

résultat des travaux de maintenance planifiés exécutés en 2012 et par la reprise des activités en Libye.

En mars 2012, un incendie s'est déclaré sur un site de forage pendant le forage d'un puits d'exploration de gaz naturel situé en Colombie-Britannique. L'incendie a été maîtrisé au début du mois d'avril, et le puits a été obturé par la suite. Les charges opérationnelles liées au confinement et à la surveillance de ce puits se sont chiffrées à environ 43 M\$, avant impôt. Ces charges ont été partiellement contrebalancées par le produit d'assurance partiel de 25 M\$ avant impôt reçu au quatrième trimestre de 2012.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et les frais de prospection ont diminué en 2012, en raison principalement d'un fléchissement de la production, en partie contrebalancé par une hausse du nombre de sorties de puits d'exploration. En 2012, la Société a sorti des frais de prospection de 145 M\$ (42 M\$ après impôt), qui se rapportaient principalement au deuxième puits d'appréciation dans la zone de la découverte Beta et au puits d'exploration de la zone Cooper.

Les charges de financement et les autres produits reflètent l'incidence du taux d'impôt effectif plus élevé qui s'appliquait en 2012 par suite de l'augmentation du taux d'imposition réglementaire du Royaume-Uni et du réinvestissement du produit tiré des cessions d'actifs situés au Royaume-Uni réalisées en 2011.

Dépréciation et sortie d'actifs en Syrie

En raison de l'agitation politique en Syrie qui a commencé au deuxième semestre de 2011 et des sanctions internationales prises contre ce pays, Suncor a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et a suspendu ses activités dans ce pays en décembre 2011. Au deuxième trimestre de 2012, Suncor a estimé la valeur recouvrable nette de ses actifs en Syrie d'après une évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus selon divers scénarios possibles. À la lumière de cette évaluation, la Société a comptabilisé des pertes de valeur de 604 M\$ à l'égard d'immobilisations corporelles. Au cours du même trimestre, elle a comptabilisé une perte de valeur additionnelle de 67 M\$ à l'égard des créances restantes et a comptabilisé des sorties de 23 M\$ au titre d'autres actifs courants.

Au cours du quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M\$ provenant d'instruments d'atténuation des risques par suite de l'interruption de ses activités en Syrie. Ce produit pourrait devoir être remboursé en totalité ou en partie advenant la reprise des

activités en Syrie et il n'a donc pas été comptabilisé en résultat, mais plutôt à titre de provision. Suncor a réévalué la valeur recouvrable nette de ses actifs en Syrie à la clôture de l'exercice 2012, en repoussant encore davantage les dates du redémarrage potentiel des activités dans ce pays et en tenant compte du remboursement éventuel du produit lié à l'atténuation des risques dans ses différents scénarios de reprise des activités envisagés. À la suite de cette réévaluation, la Société a repris une tranche de 177 M\$ des pertes de valeur qu'elle avait comptabilisées plus tôt durant l'exercice.

En 2012, les pertes de valeur (déduction faite des reprises) et les sorties se sont chiffrées à 517 M\$, déduction faite d'impôt sur le résultat de néant. Compte tenu des pertes de valeur (déduction faite des reprises) et des sorties, la valeur comptable des immobilisations corporelles de Suncor en Syrie, déduction faite de la provision au titre de l'atténuation des risques, s'établissait à environ 130 M\$ au 31 décembre 2012.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance périodiques annuels planifiés à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard aux deuxième et troisième trimestres de 2013.

Les répercussions de ces travaux de maintenance sur la production ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2013.

Comparaison des résultats de 2011 et des résultats de 2010

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 306 G\$ en 2011, en comparaison de 1,938 M\$ en 2010. En 2010, le résultat net tenait compte d'un profit après impôt de 826 M\$ découlant de la cession d'actifs non essentiels, d'un profit après impôt de 166 M\$ découlant de la modification de la participation directe de Suncor dans Terra Nova, de pertes de valeur après impôt de 111 M\$ comptabilisées à l'égard de certains actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) en raison principalement de la baisse du prix du gaz naturel, d'une provision après impôt de 84 M\$ liée à des pertes découlant d'engagements relatifs au transport par pipeline jugés défavorables, de même que de pertes après impôt de 52 M\$ liées à des actifs non essentiels situés au Royaume-Uni qui ont été cédés.

Le résultat opérationnel s'est établi à 1,358 G\$ en 2011, en comparaison de 1,193 G\$ en 2010. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus et à la baisse des charges opérationnelles et de la

EXPLORATION ET PRODUCTION

dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, partiellement contrebalancées par le fléchissement des volumes de production, la hausse des redevances et l'augmentation du taux d'impôt sur le résultat au Royaume-Uni.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,846 G\$ en 2011, en comparaison de 3,325 G\$ en 2010. Bien que le résultat opérationnel ait augmenté, les flux de trésorerie liés aux activités

opérationnelles ont diminué en 2011, en raison principalement du fait qu'un moins grand volume de production a été tiré de certains actifs dont l'apport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avait été, en 2010, relativement plus important que leur apport au résultat opérationnel. De plus, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles inscrits en 2010 comprenaient le profit découlant du règlement lié à la modification de la participation dans Terra Nova.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Mise à jour concernant la stratégie et l'exploitation

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé de solides résultats pour l'exercice 2012, ce qui confirme la grande valeur ajoutée du modèle d'affaires intégré de Suncor pour sa stratégie globale. La diminution des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères a eu des retombées positives sur le secteur Raffinage et commercialisation en lui permettant de dégager des marges de raffinage appréciables. Les excellents résultats financiers des secteurs ont été favorisés par des taux d'utilisation de 100 % aux raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord de Suncor.

En 2012, le réseau des raffineries terrestres de la Société (soit les raffineries d'Edmonton, de Sarnia et de Commerce City) ont pu une fois de plus tirer parti des écarts de prix favorables pour le WTI et le Brent, ainsi que pour le pétrole brut canadien, et ainsi dégager des marges de raffinage élevées. L'intégration des activités de ces raffineries et de la production de pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères de Suncor s'est également traduite par une baisse du coût des charges d'alimentation. En plaçant la fiabilité et l'amélioration continue au cœur de ses priorités, la Société a réussi à maintenir des taux de production élevés qui lui ont permis de réviser à la hausse la capacité nominale des raffineries de Sarnia et de Commerce City en date du 1^{er} janvier

2012, de même que la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton en date du 1^{er} janvier 2013.

En 2013, Suncor continuera de concentrer ses efforts sur l'optimisation de sa stratégie globale d'intégration. La production de bitume demeurant supérieure à la capacité de valorisation du secteur Sables pétrolifères, la Société continue d'explorer de nouvelles façons de tirer profit de ses activités de raffinage. Elle s'efforcera d'intégrer la raffinerie de Montréal à son réseau de raffineries terrestres en 2013 et prévoit acheminer du pétrole brut provenant de l'Ouest canadien à la raffinerie par transport ferroviaire.

Les établissements de la bannière Petro-Canada détenus par Suncor continuent d'être les points de vente au détail numéro un au chapitre des parts de marché dans les grandes agglomérations urbaines du Canada. La concurrence accrue et la fluctuation de la demande dans les principaux marchés de vente au détail devraient être compensées par la croissance des ventes en gros. Le secteur Raffinage et commercialisation continuera de tabler sur la force de sa marque pour accroître ses produits des activités ordinaires non liés au pétrole par l'entremise du réseau de dépanneurs et de lave-autos de la Société, et élargira sa gamme de produits lubrifiants.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Produits opérationnels	26 321	25 713	20 860
Résultat net	2 129	1 726	819
Résultat opérationnel ¹⁾			
Activités de raffinage et d'approvisionnement	1 869	1 413	532
Activités de commercialisation	275	313	264
	2 144	1 726	796
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	3 150	2 574	1 538

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Pour l'exercice 2012, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net de 2,129 G\$ et un résultat opérationnel de 2,144 G\$, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 1,726 G\$ pour l'exercice 2011.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 1,869 G\$ au résultat opérationnel de 2012, ce qui représente une hausse considérable par rapport à 2011. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des marges de raffinage qui a résulté de la baisse du coût des charges d'alimentation en pétrole brut lourd, en pétrole brut synthétique et en pétrole brut classique destinées aux raffineries terrestres, par la hausse des marges de raffinage de référence et par l'accroissement du taux d'utilisation des raffineries. L'incidence favorable de ces facteurs a toutefois été

légèrement atténuée par l'incidence négative de la période de baisse des prix du brut, au cours de laquelle des stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé ont été vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement moins élevé. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 275 M\$ en 2012, en baisse par rapport à 2011, en raison principalement du fléchissement du volume des ventes et de la diminution des marges dégagées sur les ventes au détail.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont élevés à 3,150 G\$ en 2012, contre 2,574 G\$ en 2011. Cette hausse s'explique principalement par les mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

Rapprochement du résultat opérationnel

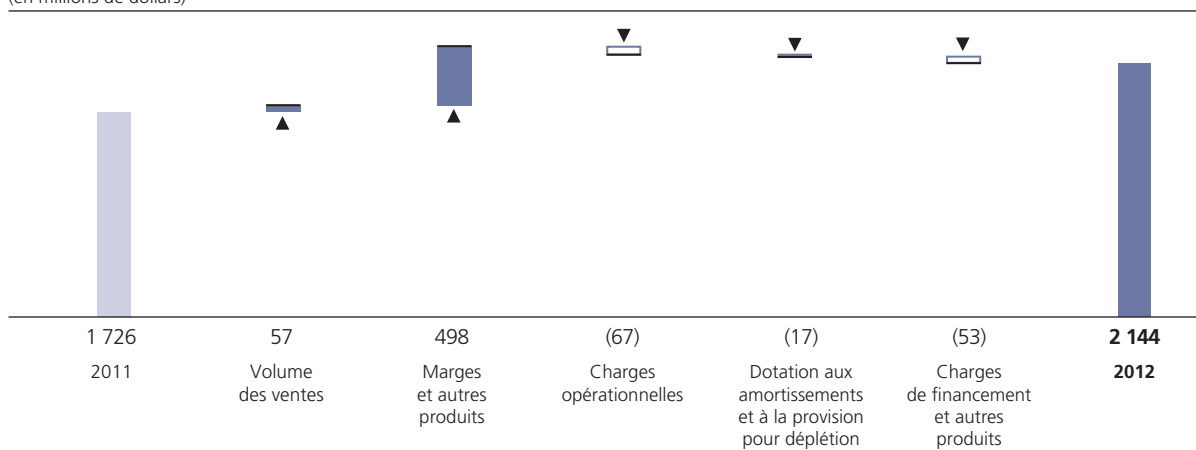
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)

	2012	2011	2010
Résultat net présenté	2 129	1 726	819
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	15	—	—
Ajustement des provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	(23)
Résultat opérationnel ¹⁾	2 144	1 726	796

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel ¹⁾

(en millions de dollars)



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Pétrole brut traité (en milliers de m ³ /j)			
Est de l'Amérique du Nord	31,4	32,0	30,5
Ouest de l'Amérique du Nord	37,2	32,8	34,6
Taux d'utilisation des raffineries ^{1), 2)} (%)			
Est de l'Amérique du Nord	89	94	89
Ouest de l'Amérique du Nord	100	91	95
Ventes de produits raffinés (en milliers de m ³ /j)			
Essence	40,2	39,7	41,1
Distillat	31,0	30,4	30,4
Autres	14,4	13,0	15,8
	85,6	83,1	87,3

- 1) En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de traitement du brut de la raffinerie de Montréal, qui est passée de 130 000 b/j (20,7 m³/j) à 137 000 b/j (21,8 m³/j), de même que celle de la raffinerie de Commerce City, qui est passée de 93 000 b/j (14,8 m³/j) à 98 000 b/j (15,6 m³/j). Les taux d'utilisation des exercices précédents n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant la révision à la hausse. En date du 1^{er} janvier 2013, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 135 000 b/j (21,5 m³/j) à 140 000 b/j (22,3 m³/j). Les chiffres ci-dessus n'ont pas été recalculés pour tenir compte de cette hausse de la capacité nominale.
- 2) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de liquides de pétrole brut et de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont augmenté pour se chiffrer en moyenne à 85 600 m³/j en 2012, en comparaison de 83 100 m³/j en 2011. Suncor a été en mesure de répondre à la forte demande d'essence et de distillats enregistrée dans l'ouest de l'Amérique du Nord grâce à la fiabilité de la raffinerie d'Edmonton et à l'amélioration continue de son efficacité opérationnelle. Suncor a revu à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, pour la faire passer de 135 000 b/j à 140 000 b/j en date du 1^{er} janvier 2013. Les ventes d'essence et de distillat réalisées dans l'est de l'Amérique du Nord ont subi les répercussions du fléchissement de la demande et de l'intensification de la concurrence.

Le taux d'utilisation des raffineries de l'est de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 89 % en 2012, en comparaison de 94 % en 2011. En 2012, le taux d'utilisation a souffert de l'interruption non planifiée d'une unité de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia survenue au premier trimestre de l'exercice, de la réduction de la disponibilité des charges d'alimentation au deuxième trimestre qui a résulté d'une interruption non planifiée des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères, de même que des travaux de maintenance planifiés qui ont été exécutés à Sarnia au cours du quatrième trimestre de 2012.

Les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord ont fonctionné à pleine capacité durant la majeure partie de 2012, si bien que leur taux d'utilisation moyen s'est établi à 100 % en 2012, en comparaison de 91 % en 2011. Cette augmentation par rapport à l'exercice précédent s'explique par l'incidence qu'avaient eue, en 2011, l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers qui avait duré un mois et les travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines qui avaient été effectués à la raffinerie d'Edmonton. De plus, en 2011, le taux d'utilisation de la raffinerie de Commerce City avait subi les contrecoups de travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines qui avaient été exécutés au deuxième trimestre.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les prix et les marges des produits raffinés ont été plus élevés en 2012 qu'en 2011, ce qui rend compte de la baisse du coût des charges d'alimentation en brut et de l'élargissement des marges de craquage, partiellement contrebalancés par l'incidence, sur la valeur des stocks, de la baisse généralisée des prix du brut.

- Le prix des charges d'alimentation en pétrole brut canadien destinées aux raffineries terrestres de la Société a diminué en 2012, en raison principalement des escomptes plus importants engendrés par l'accroissement de l'offre sur le marché. Le pétrole brut synthétique peu sulfureux s'est vendu à plus faible prime par rapport au WTI qu'en 2011 et, au cours de certains mois, il s'est vendu à escompte par rapport au WTI. En outre, les prix du bitume ont diminué sous l'effet de l'élargissement de l'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd.
- La baisse du prix du pétrole brut en 2012 a entraîné une diminution du résultat après impôt d'environ 153 M\$, tandis que la hausse du prix du pétrole brut en 2011 avait donné lieu à une augmentation du résultat après impôt d'environ 230 M\$.

En ce qui concerne les activités de commercialisation, les marges plus faibles dégagées sur les ventes au détail ont été compensées par les marges plus élevées dégagées sur les ventes en gros.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées en 2012 qu'en 2011, en raison de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions, partiellement contrebalancée par la baisse du prix du gaz naturel.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Les charges de financement et les autres produits ont subi l'incidence négative de la diminution des profits liés aux activités de gestion des risques en 2012 et du profit lié aux participations de la Société dans des entreprises de commercialisation.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie d'Edmonton, soit des travaux d'une durée estimative de cinq semaines visant le train de pétrole brut lourd sulfureux au deuxième trimestre de 2013 et des travaux d'une durée estimative de deux semaines visant l'unité de traitement du brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2013. Des travaux de maintenance d'une durée de six semaines devraient aussi être menés à l'égard de l'une des unités de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia, à compter du troisième trimestre de 2013.

Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2013.

Comparaison des résultats de 2011 et des résultats de 2010

Pour 2011, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 1,726 G\$, en comparaison d'un résultat net de 819 M\$ et d'un résultat opérationnel de 796 M\$ pour 2010. Le résultat s'est accru en raison surtout de l'augmentation des marges de raffinage et des retombées favorables de la hausse du prix du brut.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 2,574 G\$ pour 2011, en comparaison de 1,538 G\$ pour 2010. Cette augmentation tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles

Le secteur Négociation de l'énergie a continué d'ajouter de la valeur à la Société en 2012, en permettant à la Société d'accéder à des actifs de transport et de stockage, essentiels d'un point de vue logistique, dans toute l'Amérique du Nord en vue de soutenir les hausses planifiées de la capacité de production. En plus de dégager des produits de la négociation d'énergie en fonction de stratégies établies, ce secteur soutient la production de la Société en maximisant les prix obtenus, en assurant la gestion des stocks pendant les interruptions non planifiées aux installations de Suncor et en limitant les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché, tels que les perturbations du service de pipelines et les arrêts de production touchant les installations des raffineurs. Le secteur Négociation de l'énergie continue d'évaluer la possibilité de conclure d'autres contrats de

transport par pipeline afin de soutenir les hausses prévues de la capacité de production.

En ce qui concerne ses activités liées à l'énergie renouvelable, la société poursuivra, en 2013, les démarches liées à l'obtention des approbations d'ordre réglementaire liées aux projets de production d'énergie éolienne Adelaide et Cedar Point. Il est prévu que les deux projets augmenteront de 140 MW la puissance brute des projets d'énergie éolienne de Suncor, ce qui représente une augmentation de 55 %. En ce qui concerne les activités de production d'éthanol, la priorité sera accordée au maintien d'une exploitation sécuritaire et fiable, ainsi qu'à l'amélioration de la rentabilité de l'usine par la voie d'améliorations technologiques.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Résultat net	58	(331)	(448)
Résultat opérationnel ¹⁾			
Énergie renouvelable	57	72	33
Négociation de l'énergie	147	149	64
Siège social	(407)	(346)	(842)
Éliminations	84	(22)	11
	(119)	(147)	(734)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	(39)	(246)	(984)

1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net de 58 M\$ pour 2012, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 331 M\$ pour 2011. En 2012, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change passant de 0,98 à 1,01, ce qui a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 157 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. En 2011, le dollar canadien s'était affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ayant diminué pour passer de 1,01 à 0,98, ce qui avait donné lieu à une perte de

change latente après impôt de 161 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Le résultat net de 2012 reflète également une diminution de l'impôt différé de 20 M\$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 119 M\$ pour 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 147 M\$ pour 2011. Les résultats opérationnels sont présentés ci-dessous.

Résultat opérationnel

Rapprochement du résultat opérationnel

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Résultat net présenté	58	(331)	(448)
(Profit) perte de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(157)	161	(372)
Pertes de valeurs et sorties	—	23	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt différé	(20)	—	—
Frais de fusion et d'intégration	—	—	79
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	7
Résultat opérationnel ¹⁾	(119)	(147)	(734)

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	429	245	174
Volume de production d'éthanol (milliers de m ³)	412,5	381,5	206,0

En 2012, les actifs liés à l'énergie renouvelable de Suncor ont contribué à hauteur de 57 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'ils y avaient contribué à hauteur de 72 M\$ en 2011. Cette diminution tient principalement au rétrécissement des marges sur les ventes d'éthanol qui a résulté de la hausse du prix des charges d'alimentation, partiellement compensé par l'augmentation du volume d'énergie commercialisée, qui est passé de 245 gigawattheures en 2011 à 429 gigawattheures en 2012. En 2011, Suncor avait mis en service deux nouveaux projets d'énergie éolienne, soit le projet Wintering Hills, d'une capacité de 88 MW et comptant 55 turbines, situé dans le sud de l'Alberta, et le projet Kent Breeze, d'une capacité de 20 MW et comptant 8 turbines, situé dans le sud-ouest de l'Ontario.

Négociation de l'énergie

En 2012, les activités liées à la négociation de l'énergie ont contribué à hauteur de 147 M\$ au résultat opérationnel, en comparaison de 149 M\$ en 2011, grâce principalement à ses stratégies de négociation du pétrole brut visant à acheter du pétrole brut lourd en Alberta et à l'acheminer vers des marchés où il se négocie à des prix plus avantageux.

Siège social

Le siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 407 M\$ pour 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 346 M\$ pour 2011. Ce recul s'explique par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation qui a découlé du commencement de l'amortissement des immobilisations corporelles liées aux initiatives en matière d'intégration des systèmes de Suncor au deuxième semestre de 2011.

En 2012, la Société a incorporé une tranche de 91 % de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 85 % en 2011.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque la Société établit que les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. En 2012, un profit intersectoriel après impôt de 84 M\$ qui avait été précédemment éliminé a été comptabilisé, tandis qu'en 2011, un profit de 22 M\$ avait été éliminé.

Comparaison des résultats de 2011 et des résultats de 2010

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une

perte nette de 331 M\$ pour 2011, en comparaison de 448 M\$ en 2010. En 2011, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, ce qui a entraîné une perte de change latente après impôt de 161 M\$.

Pour 2011, le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 147 M\$, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 734 M\$ pour 2010. L'amélioration enregistrée en 2011 s'explique essentiellement par le règlement de 243 M\$ après impôt versé en 2010 par la société d'assurance captive de la Société relativement aux deux incendies survenus aux installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères, ainsi qu'à la hausse après impôt de 255 M\$ des intérêts capitalisés en 2011.

6. ANALYSE DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2012

Faits saillants financiers et opérationnels

Trimestres clos les 31 décembre
(en millions de dollars, sauf indication
contraire)

	2012	2011
Résultat net		
Sables pétrolifères	(1 040)	790
Exploration et production	148	284
Raffinage et commercialisation	448	307
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(118)	46
Total	(562)	1 427
Résultat opérationnel ¹⁾		
Sables pétrolifères	447	835
Exploration et production	143	372
Raffinage et commercialisation	448	307
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(38)	(87)
Total	1 000	1 427
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾		
Sables pétrolifères	1 090	1 417
Exploration et production	529	780
Raffinage et commercialisation	641	534
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(25)	(81)
Total	2 235	2 650
Volumes de production (kbep/j)		
Sables pétrolifères	378,7	356,8
Exploration et production	177,8	219,7
Total	556,5	576,5

1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles est présenté ci-dessous. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2012, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 1,040 G\$, en comparaison d'un résultat net de 790 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Le résultat net inscrit pour le quatrième trimestre de 2012 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 447 M\$ au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 835 M\$ au quatrième trimestre de 2011. Le fléchissement du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères par rapport au quatrième trimestre de 2011 est principalement attribuable à la baisse des prix moyens obtenus, à la diminution de l'ensemble des marges attribuable à la composition des

ventes et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par la diminution des redevances. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles liées au secteur Sables pétrolifères se sont établis à 1,090 G\$ au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 1,417 G\$ au quatrième trimestre de 2011. Cette baisse tient principalement au recul des prix moyens obtenus et à la diminution des marges attribuable à la composition des ventes.

Le volume de production moyen du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 342 800 b/j au quatrième trimestre de 2012, en hausse comparativement à celui de 326 500 b/j enregistré au quatrième trimestre de 2011, en raison principalement de l'accroissement continu de la production à Firebag. Le volume de produits valorisés s'est établi à 281 100 b/j au quatrième trimestre de 2012, en baisse par rapport à celui de 310 100 b/j enregistré au quatrième trimestre de 2011, en raison surtout de l'exécution de travaux de maintenance aux installations de valorisation. La quote-part de Suncor de la production et des ventes de Syncrude s'est accrue pour s'établir à 35 900 b/j au quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 30 300 b/j au quatrième trimestre de 2011, en raison principalement de l'incidence qu'avaient eue, au quatrième trimestre de 2011, les travaux de maintenance non planifiés effectués à l'égard d'une unité de cokéfaction et d'une usine d'hydrogène.

Exploration et production

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 148 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 284 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. La Société a repris des pertes de valeur après impôt de 177 M\$ comptabilisées à l'égard de ses actifs en Syrie. Cette reprise a été partiellement contrebalancée par des pertes de valeur après impôt de 65 M\$ qui ont été comptabilisées pour tenir compte de l'incertitude entourant la mise en valeur future de certains actifs de prospection du secteur Côte Est du Canada et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), de même que par une perte de valeur après impôt de 63 M\$ qui a été comptabilisée à l'égard de certains biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite d'une diminution des prix prévisionnels. En outre, la Société a comptabilisé une provision après impôt de 44 M\$ pour son secteur Amérique du Nord (activités terrestres), afin de tenir compte des engagements futurs estimatifs liés à la capacité pipelinère inutilisée de ce secteur.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est établi à 143 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 372 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Ce recul est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés exécutés à Buzzard et à Terra Nova, au fléchissement de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et à l'interruption des activités en Syrie, partiellement compensés par la réception du produit d'assurance lié à l'incendie survenu à un site de forage en mars 2012.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Exploration et production se sont chiffrés à 529 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison de 780 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Cette baisse tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont entraîné le recul du résultat opérationnel.

Le volume de production s'est établi à 177,8 kbep/j au quatrième trimestre de 2012, contre 219,7 kbep/j au quatrième trimestre de 2011. Cette baisse est principalement attribuable aux programmes de maintenance planifiés mis en œuvre à Terra Nova et à Buzzard et à l'interruption des activités en Syrie, partiellement contrebalancés par la hausse de la production en Libye.

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 448 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 307 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Cette hausse est attribuable aux marges de raffinage élevées qui ont été dégagées grâce à la baisse du coût des charges d'alimentation, à l'accroissement du volume des ventes de produits raffinés et à l'augmentation du taux d'utilisation des raffineries.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 641 M\$

pour le quatrième trimestre de 2012, contre 534 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Cette hausse tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Les ventes de produits raffinés se sont chiffrées en moyenne à 87 000 m³/j au quatrième trimestre de 2012, en hausse par rapport à 81 600 m³/j au quatrième trimestre de 2011. Cette augmentation tient principalement à l'incidence qu'avait eue, au quatrième trimestre de 2011, l'interruption de l'approvisionnement en hydrogène par le fournisseur tiers de la raffinerie d'Edmonton, de même qu'à la forte demande pour le distillat enregistrée au quatrième trimestre de 2012.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 118 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 46 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Au cours du quatrième trimestre de 2012, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 80 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au quatrième trimestre de 2011, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 38 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 87 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011. Cette amélioration est attribuable au fait que la Société a comptabilisé le montant net d'un profit intersectoriel après impôt de 43 M\$ du fait que le produit visé avait été vendu à des tiers. Au quatrième trimestre de 2011, la Société avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 4 M\$.

Résultat opérationnel ¹⁾

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Résultat net présenté	(1 040)	790	148	284	448	307	(118)	46	(562)	1 427
Profit (perte) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	80	(156)	80	(156)
Pertes de valeur (déduction faite des reprises) et sorties	1 487	35	(5)	57	—	—	—	23	1 482	115
Perte sur cessions importantes	—	10	—	—	—	—	—	—	—	10
Ajustements aux provisions pour les actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	—	—	31	—	—	—	—	—	31
Résultat opérationnel	447	835	143	372	448	307	(38)	(87)	1 000	1 427

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Résultat net	(1 040)	790	148	284	448	307	(118)	46	(562)	1 427
Ajustements pour :										
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 552	392	300	474	128	118	35	39	3 015	1 023
Impôt sur le résultat différé	(357)	270	2	(30)	68	92	(35)	(10)	(322)	322
Augmentation des passifs	26	18	15	16	1	1	3	—	45	35
Profit (perte) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	91	(179)	91	(179)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	1	—	(1)	17	(20)	34	(20)	51
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	16	—	(9)	(5)	(5)	—	—	(5)	2
Rémunération fondée sur des actions	17	31	3	8	10	19	13	21	43	79
Frais de prospection	—	—	21	—	—	—	—	—	21	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(70)	(113)	(10)	(6)	(8)	(11)	—	—	(88)	(130)
Autres	(38)	13	49	43	—	(4)	6	(32)	17	20
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 090	1 417	529	780	641	534	(25)	(81)	2 235	2 650
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	35	(47)	(117)	9	(497)	587	(481)	(396)	(1 060)	153
Flux de trésorerie liés aux (affectés aux) activités opérationnelles	1 125	1 370	412	789	144	1 121	(506)	(477)	1 175	2 803

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011
Production totale (kbep/j)	556,5	535,3	542,4	562,3	576,5	546,0	460,0	601,3
Sables pétrolifères	378,7	378,9	337,8	341,1	356,8	362,5	277,2	360,6
Exploration et production	177,8	156,4	204,6	221,2	219,7	183,5	182,8	240,7
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances ¹⁾	9 444	9 512	9 599	9 653	9 906	10 235	9 255	8 943
Autres produits	91	89	123	105	60	184	77	132
	9 535	9 601	9 722	9 758	9 966	10 419	9 332	9 075
Résultat net	(562)	1 555	333	1 457	1 427	1 287	562	1 028
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,37)	1,01	0,21	0,93	0,91	0,82	0,36	0,65
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,37)	1,01	0,20	0,93	0,91	0,76	0,31	0,65
Résultat opérationnel²⁾	1 000	1 303	1 258	1 329	1 427	1 789	980	1 478
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,65	0,85	0,81	0,85	0,91	1,14	0,62	0,94
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles²⁾	2 235	2 740	2 344	2 426	2 650	2 721	1 982	2 393
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,46	1,78	1,51	1,55	1,69	1,73	1,26	1,52
Dépenses d'investissement , incluant les intérêts capitalisés	2 205	1 670	1 606	1 478	1 814	1 519	1 941	1 576
RCI²⁾ (% , sur 12 mois)	7,3	12,5	14,3	14,8	13,8	13,4	11,1	12,5
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	32,71	32,34	29,44	32,59	29,38	26,76	37,80	43,48
Bourse de New York (\$ US)	32,98	32,85	28,95	32,70	28,83	25,44	39,10	44,84

1) La Société a reclassé les produits opérationnels de 2011 pour rendre compte de la présentation sur une base nette de certaines transactions portant sur des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers au sein du secteur Sables pétrolifères qui étaient auparavant présentées sur une base brute.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Le RCI exclut les coûts capitalisés au titre des projets majeurs en cours.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	88,20	92,20	93,50	102,95	94,05	89,75	102,55	94,10
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	110,10	109,50	108,90	118,35	109,00	113,40	117,30	104,95
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	17,30	11,90	9,85	9,45	5,55	14,80	14,05	15,65
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	84,35	84,70	84,45	92,80	98,20	92,50	103,85	88,40
WCS à Hardisty	\$ US/b	70,05	70,45	70,60	81,50	83,60	72,10	84,90	71,25
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	18,15	21,75	22,90	21,45	10,45	17,65	17,65	22,85
Condensat à Edmonton	\$ US/b	98,10	96,00	99,40	110,00	108,70	101,65	112,40	98,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,05	2,20	1,85	2,50	3,40	3,70	3,75	3,80
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	35,95	37,80	31,95	25,80	22,80	36,45	29,25	19,40
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	27,85	35,15	27,85	18,80	19,20	33,30	29,70	16,45
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	29,85	38,15	37,90	27,70	26,45	36,50	29,35	21,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	27,35	33,95	29,30	25,45	20,40	33,10	27,30	18,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	1,00	1,00	0,99	1,00	0,98	1,02	1,03	1,01
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	1,01	1,02	0,98	1,00	0,98	0,95	1,04	1,03

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation relativement aux régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance planifiés d'envergure, comme ceux qui ont été menés à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production aux troisième et quatrième trimestres de 2012 et ceux qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2011, ainsi que par les interruptions non planifiées, comme celle qui a eu lieu à l'usine de valorisation 2 au premier semestre de 2012.

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change.

En plus d'avoir subi les répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres a été touché par les événements ou les ajustements importants non récurrents suivants :

- Comme Suncor jugeait les perspectives économiques peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur, elle a procédé à un test de dépréciation au quatrième trimestre de 2012. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets

futurs attendus, elle a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$.

- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de la reprise d'une perte de valeur après impôt de 177 M\$ que la Société avait comptabilisée à l'égard de ses actifs en Syrie au deuxième trimestre de 2012. Cette reprise a été comptabilisée à la suite d'une nouvelle évaluation de la valeur recouvrable nette des actifs sous-jacents que la Société a réalisée après avoir touché un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur après impôt totalisant 128 M\$ liées à certains actifs de prospection, de mise en valeur et de production du secteur Exploration et production.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties après impôt de 694 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Syrie par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales. La Société a cessé de comptabiliser la production et les produits des activités ordinaires liés à ses actifs en Syrie au quatrième trimestre de 2011.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur après impôt de 514 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Libye par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales. La production

a redémarré avec succès dans tous les principaux champs en Libye au premier trimestre de 2012.

- Le résultat net du premier trimestre de 2011 reflète un ajustement de 442 M\$ de la charge d'impôt différé découlant d'une hausse, par le gouvernement du Royaume-Uni, du taux d'imposition s'appliquant aux profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.
- Dans le cadre de son réalignement stratégique qui a suivi la fusion avec Petro-Canada, Suncor s'est départie

de plusieurs actifs non essentiels du secteur Exploration et production en 2010 et en 2011. La diminution des volumes de production en 2011 et au deuxième semestre de 2010 était en partie attribuable à la cession de ces actifs. De plus, les profits et les pertes qui ont découlé de la cession de ces actifs ont eu des effets non récurrents sur le résultat net des trimestres au cours desquels ils ont été enregistrés.

8. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

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

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Sables pétrolifères	4 957	5 100	3 709
Exploration et production	1 261	874	1 274
Raffinage et commercialisation	646	633	667
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	95	243	360
Total	6 959	6 850	6 010
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	(587)	(559)	(301)
	6 372	6 291	5 709

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie ^{1),2),3)}

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	2 293	2 114	4 407
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	1 342	604	1 946
<i>In situ</i>	625	810	1 435
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	326	700	1 026
Exploration et production	233	994	1 227
Raffinage et commercialisation	637	6	643
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	91	4	95
	3 254	3 118	6 372

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette capitalisés.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.
- 3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

En 2012, Suncor a affecté un montant de 6,372 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, et elle a capitalisé des intérêts sur la dette de 587 M\$ dans les actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction. Les activités menées en 2012 comprenaient les activités décrites ci-après.

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations totalisant 1,946 G\$, dont 1,342 G\$ en dépenses en immobilisations de maintien. Ces dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées principalement aux travaux de maintenance planifiés et au procédé de gestion des résidus TRO^{MC} de la Société. Elles comprennent également un montant de 496 M\$ lié à la construction de l'infrastructure et des installations de séchage des résidus fins mûrs qui

faciliteront la mise en œuvre processus TRO^{MC}. La Société a mis en service son procédé de gestion des résidus TRO^{MC} au deuxième trimestre de 2012.

Les dépenses en immobilisations de croissance du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont été affectées en majeure partie aux infrastructures requises pour soutenir l'essor de la production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend le pipeline de Wood Buffalo, qui relie le terminal d'Athabasca de la Société situé à l'usine principale de Fort McMurray à d'autres infrastructures de transport appartenant à des tiers à Cheecham, en Alberta, ainsi que deux des quatre nouveaux réservoirs de stockage à Hardisty, en Alberta, lesquels seront reliés au système principal d'Enbridge en 2013. Ces actifs sont exploités par des tiers et font l'objet d'ententes à long terme.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 1,435 G\$. De ce montant, 810 M\$ ont été affectés à des projets de croissance. Par suite de l'exécution réussie de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, la Société a mis en service les unités de cogénération au quatrième trimestre, donc plus tôt que prévu, et les installations de traitement centralisé ont fonctionné à 10 % de leur capacité tout au long du quatrième trimestre de 2012. L'injection de vapeur a débuté aux deux plateformes de puits de la quatrième phase, et les premiers barils de pétrole ont été produits vers la fin de 2012. Les dépenses en immobilisations liées à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag se sont élevées à 445 M\$ en 2012, ce qui porte à 1,634 G\$ le total des dépenses en immobilisations affectées au projet à ce jour.

De plus, Suncor poursuit la construction d'un pipeline isolé destiné au transport du bitume, qui permettra, à compter du deuxième trimestre de 2013, d'acheminer le bitume de Firebag jusqu'à son terminal d'Athabasca sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un diluant.

Les dépenses en immobilisations de maintien liées aux activités *in situ* ont totalisé 625 M\$ et ont été affectées principalement aux activités de conception et de construction relatives aux plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels de MacKay River et de Firebag au cours des années à venir. En décembre 2012, la Société a commencé l'injection de vapeur dans les puits d'une nouvelle plateforme de MacKay River. Les premiers barils de pétrole provenant de ces puits sont attendus au premier trimestre de 2013.

Coentreprise des Sables pétrolifères

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 326 M\$, ce qui comprend un montant de 150 M\$ lié au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement de l'équipement de la mine Aurora, ainsi qu'un montant de 63 M\$ engagé à l'égard d'une usine de traitement des résidus composites et d'une usine de centrifugation dans le cadre de son projet de gestion des résidus.

En 2012, le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a engagé des dépenses en immobilisations de croissance de 700 M\$. Les dépenses relatives au projet d'usine de valorisation Voyageur ont porté sur la validation de l'étendue du projet, l'élaboration du plan d'exécution du projet, les travaux d'ingénierie et la préparation du site. Les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Fort Hills ont porté sur les travaux d'ingénierie, la préparation du site et l'acquisition d'éléments à long délai de livraison.

Les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Joslyn North, qui est le projet le moins avancé des trois, ont été affectées aux travaux de conception et à la préparation du site.

Exploration et production

Le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 1,227 G\$, dont une tranche de 994 M\$ a été affectée aux projets de croissance et aux activités de prospection.

Les dépenses de croissance comprennent un montant de 217 M\$ lié à la zone Golden Eagle, qui a été affecté principalement aux travaux d'ingénierie détaillée ainsi qu'à la construction d'installations de surface et d'un treillis pour la plateforme d'exploitation.

La Société et les coentrepreneurs du projet Hebron ont annoncé que les dépenses liées à ce projet, dans lequel Suncor détient une participation de 22,729 %, avaient été autorisées au cours du quatrième trimestre de 2012. Les dépenses de croissance liées à Hebron se sont élevées à 200 M\$ en 2012 et ont été affectées principalement aux travaux d'ingénierie, à la préparation du site et au démarrage de la construction de la structure gravitaire.

Le reste des dépenses de croissance a été affecté notamment aux travaux de forage de développement à Hibernia, à White Rose, à Terra Nova, à Buzzard et, en ce qui concerne le secteur Amérique du Nord (activités terrestres), dans la formation pétrolière Cardium dans l'Ouest canadien, où les puits sont entrés en production à la fin de 2012.

En 2012, Suncor a pris part au forage de deux puits d'exploration au large des côtes de la Norvège, à savoir le deuxième puits d'appréciation dans la zone de la découverte Beta et le premier puits d'exploration de la zone visée par le permis PL 477, appelé Cooper. Il a été déterminé que ces puits étaient improductifs, de sorte que les frais de prospection y afférents ont été passés en charges en 2012. En ce qui concerne la découverte Beta, la Société continuera d'évaluer le potentiel du gisement, et elle compte procéder à de nouveaux levés sismiques en 2013 et participer à d'autres forages d'appréciation en 2014.

La Société a également pris part au forage de prospection de plusieurs puits au large du Royaume-Uni, notamment dans la zone Northern Terrace du champ Buzzard et dans la zone Romeo. Le puits foré dans la zone Northern Terrace s'est révélé productif, tandis que les résultats du puits de la zone Romeo sont encore en cours d'évaluation.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées principalement aux programmes de maintenance planifiés visant les actifs du secteur Côte est du Canada,

notamment au remplacement de la tête d'injection d'eau du navire PSD et des infrastructures sous-marines à Terra Nova, ainsi qu'au système de propulsion du navire PSD de White Rose.

Autres dépenses en immobilisations

En 2012, le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 643 M\$, qui

ont été affectées en grande partie aux travaux de maintenance planifiés réalisés aux raffineries de Sarnia et de Commerce City et à l'usine de lubrifiants. La Société a également achevé son projet visant à réduire la teneur en benzène de l'essence produite à la raffinerie de Commerce City.

Mise à jour concernant les projets de croissance d'envergure

Description	Coût estimatif (en millions de dollars)	Dépenses affectées au projet à ce jour (en millions de dollars)	Achèvement prévu	Estimation des travaux d'ingénierie achevés (%)	Estimation des travaux de construction achevés (%)	
Projets dont Suncor est l'exploitant						
Quatrième phase d'agrandissement de Firebag	62,5 kb/j de bitume	1 668	1 634	T1 2013	100	99
Projets dont Suncor n'est pas l'exploitant ¹⁾						
Golden Eagle ²⁾	18,7 kbep/j (net)	1 000 (± 10 %)	280	T4 2014/ T1 2015		
Hebron ²⁾	34,2 kbep/j (net)	3 185 (± 10 %)	306	T4 2017		

- 1) Les pourcentages de travaux achevés n'ont pas été fournis pour les projets dont Suncor n'est pas l'exploitant. Le coût estimatif est fondé sur la plus récente estimation fournie par l'exploitant.
- 2) Les chiffres inscrits sous les colonnes « Coût estimatif » et « Dépenses affectées au projet à ce jour » ne tiennent pas compte des ajustements de la juste valeur marchande comptabilisés dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada en 2009.

Le tableau ci-dessus présente, au 31 décembre 2012, un aperçu et une mise à jour des projets de croissance d'envergure dont la mise en valeur a été autorisée par la Société. Les autres projets de croissance, comme les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn North et le projet de l'usine de valorisation Voyageur, n'ont pas encore fait l'objet d'une décision d'investissement définitive de la part de la Société, de son conseil d'administration et des coentrepreneurs respectifs de ces projets. Ces projets sont décrits plus en détail à la rubrique « Autres projets d'investissement » présentée plus loin.

La quatrième phase d'agrandissement de Firebag tire à sa fin et devrait coûter environ 15 % de moins que le coût estimatif annoncé de 2,0 G\$. La société s'attend à ce que la production de bitume provenant de Firebag atteigne 180 000 b/j au cours du prochain exercice.

Le plan de mise en valeur des champs de la zone Golden Eagle prévoit la construction d'installations autonomes conçues pour fournir une capacité de production brute de

70 000 bep/j. Les activités réalisées en 2013 porteront essentiellement sur la construction d'un treillis pour la plateforme d'exploitation et d'installations de surface à la tête du puits, après quoi commenceront les travaux de forage de développement. Les dépenses en immobilisations se sont élevées à 217 M\$ en 2012, ce qui porte à 280 M\$ le total des dépenses affectées au projet à ce jour. Le coût estimatif de 1,0 G\$ a été revu à la hausse par rapport à l'exercice précédent en raison principalement d'une variation du taux de change.

Les coentrepreneurs du projet Hebron ont officiellement autorisé le démarrage des travaux de mise en valeur le 31 décembre 2012. Le projet d'exploitation du gisement Hebron prévoit une structure gravitaire conçue pour soutenir une cadence de production pétrolière de 150 000 b/j. Le coût estimatif brut initial de ce projet s'établit à 14 G\$. La quote-part de Suncor du total des dépenses en immobilisations affectées à ce jour au projet s'élève à 306 M\$.

Autres projets d'investissement

Suncor prévoit aussi que les dépenses en immobilisations de 2013 seront axées sur les projets et initiatives suivants :

Sables pétrolifères – Activités de base et activités *in situ*

La Société prévoit concentrer ses dépenses de croissance sur l'optimisation de ses actifs existants en aménageant de nouvelles infrastructures destinées à accroître la souplesse commerciale et la capacité de transport, de même qu'en poursuivant les travaux liés à divers projets de désengorgement relatifs à ses activités d'exploitation et d'extraction minières et à ses activités *in situ*. Si ces projets mobiliseront moins de capitaux, ils devraient toutefois engendrer des rendements élevés et des gains d'efficacité pour l'ensemble du secteur Sables pétrolifères. La société a amorcé un projet de désengorgement aux installations de traitement centralisé de MacKay River, lequel devrait permettre de porter la capacité de production à 38 000 b/j d'ici 2015.

Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les dépenses liées aux travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 1 et l'usine de valorisation 2, les travaux liés à une unité de traitement centralisé à Firebag et la rénovation de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1. Les travaux liés à l'infrastructure et aux installations destinées à assurer le bon fonctionnement du procédé de gestion des résidus TRO^{MC} se poursuivront en 2013.

Suncor entend axer ses efforts sur l'achèvement des plateformes de puits de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag. Elle prévoit également poursuivre ses programmes de construction de puits intercalaires et ses activités de forage de développement à Firebag et à MacKay River afin de maintenir son approvisionnement futur en bitume malgré l'épuisement naturel des ressources dans les puits plus anciens.

Coentreprise des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations visant Syncrude pour 2013 devraient porter essentiellement sur le remplacement du train minier de la mine Mildred Lake, sur le déplacement du train minier de la mine Aurora et sur la poursuite des initiatives de maintenance.

Suncor continue de travailler étroitement avec ses coentreprises pour évaluer et faire progresser les projets de croissance du secteur Coentreprise des Sables pétrolifères, y compris les projets d'exploitation minière Fort Hills et Joslyn North et le projet de l'usine de valorisation Voyageur.

Les coentreprises du projet d'exploitation minière Fort Hills prévoient prendre une décision concernant l'autorisation des dépenses liées au projet au cours du deuxième semestre de 2013. Sous réserve de l'autorisation des dépenses liées au projet par les coentreprises, les activités qui s'ensuivront devraient comprendre les

premières étapes de la conception des plans techniques détaillés, l'acquisition d'équipement et de matériel en vrac et l'aménagement du site.

Suncor compte fournir plus de précisions en ce qui a trait au montant prévu de l'autorisation des dépenses liées au projet d'exploitation minière Joslyn dès qu'une date se précisera. Les travaux de conception technique et de préparation du site demeureront une priorité en 2013.

Suncor estime que les perspectives économiques sont peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Suncor et son partenaire continuent de travailler assidûment pour trouver une issue au projet.

Les partenaires ont envisagé plusieurs pistes de solution, se penchant notamment sur les conséquences de son annulation ou de son report indéfini. Aucune décision concernant le projet n'a encore été prise officiellement et les partenaires poursuivent leur réflexion afin de parvenir à une décision d'ici la fin du premier trimestre de 2013. La décision de mettre en branle le projet de l'usine de valorisation Voyageur ne peut être prise sans l'approbation des deux partenaires, ce qui signifie, dans le cas de Suncor, son conseil d'administration. Suncor et son partenaire ont convenu de minimiser les dépenses liées au projet d'ici à ce qu'une décision soit prise.

Exploration et production

En plus des dépenses liées à Golden Eagle et à Hebron, le secteur Exploration et production engagera des dépenses en immobilisations pour le forage de développement à Terra Nova, à Hibernia, à White Rose et à Buzzard, pour l'acquisition de l'équipement sous-marin destiné au projet d'extension sud d'Hibernia, pour l'aménagement initial du projet d'extension sud de White Rose à titre de site de stockage de gaz naturel secondaire permettant d'assurer la poursuite de la mise en valeur et de la production, et pour les projets d'amélioration de la fiabilité à Buzzard.

Dans la mer du Nord, la Société agira à titre d'exploitant pour les travaux devant être effectués à l'égard d'un puits d'exploration situé dans la zone visée par le permis P1658 (bloc 20/05b), connue sous le nom de Scotney. De plus, elle a l'intention de participer, à titre de non-exploitant, à un projet visant deux puits d'exploration situés au Royaume-Uni et d'évaluer les possibilités de mise en valeur liées aux zones Northern Terrace et CPZ de Buzzard en 2013.

En 2013, la Société prendra part, à titre de non-exploitant, aux travaux portant sur deux puits d'exploration situés en Norvège. En ce qui concerne la zone Beta, Suncor continuera d'évaluer le potentiel de ce gisement, et elle compte procéder à de nouveaux levés sismiques en 2013 et participer à d'autres forages d'appréciation en 2014.

Dans le secteur Amérique du Nord (activités terrestres), la Société a l'intention de poursuivre la mise en valeur de son gisement se trouvant dans la formation pétrolifère Cardium, dans l'ouest du Canada, et de poursuivre le forage de délimitation portant sur son gisement situé dans la région de Kobes/Altares, en Colombie-Britannique, dans la formation schisteuse Montney.

Raffinage et commercialisation

La Société s'attend à ce que les dépenses en immobilisations de maintien soient axées sur les travaux de maintenance planifiés et les remplacements d'actifs périodiques. Elle prévoit en outre que les dépenses de

croissance seront affectées aux projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir des charges d'alimentation en pétrole brut de l'Ouest canadien.

Énergie renouvelable

En 2013, la Société poursuivra les démarches liées à l'obtention des approbations d'ordre réglementaire liées aux projets de production d'énergie éolienne Adelaide et Cedar Point. Il est prévu que les deux projets augmenteront de 140 MW la puissance brute des projets d'énergie éolienne de Suncor, ce qui représente une augmentation de 55 %.

9. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2012	2011
Rendement du capital investi (en pourcentage) ^{1),2)}		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	7,3	13,8
Compte tenu des projets majeurs en cours	5,9	10,1
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ³⁾ (en nombre de fois)	0,7	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ⁴⁾	7,9	10,7
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ^{3),5)}	17,6	16,4

- 1) Mesure financière hors PCGR. Les calculs aux fins du RCI sont expliqués à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) La perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur a eu une incidence d'environ 4 % sur le RCI.
- 3) Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 4) Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts capitalisés.
- 5) Somme des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts capitalisés.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la trésorerie et des équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2013, soit 7,3 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou de débentures à long terme. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges opérationnelles, l'impôt, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit que celle-ci pourra obtenir suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

En 2012, la trésorerie et les équivalents ont augmenté de 590 M\$ pour s'établir à 4,393 G\$, ce qui s'explique principalement par les importants flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui ont dépassé les dépenses en immobilisations, et par la réception d'un produit de 300 M\$ tiré d'instruments d'atténuation des risques visant les actifs de la Société en Syrie. Cette augmentation a

toutefois été partiellement contrebalancée par des rachats d'actions de 1,451 G\$ et par le versement de dividendes de 756 M\$. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'est établi à 0,7 fois, ce qui est conforme à l'objectif de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois.

Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 4,735 G\$ au 31 décembre 2012, contre 4,428 G\$ au 31 décembre 2011.

Le tableau qui suit présente un aperçu des facilités de crédit disponibles et utilisées :

Au 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	
Facilité entièrement renouvelable pour une durée de un an après la date d'échéance (novembre 2013)	2 000
Facilités entièrement renouvelables échéant en 2013 et en 2014	924
Facilité entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2016	3 000
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	379
Total des facilités de crédit disponibles	6 303
Moins :	
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	775
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	793
Total des facilités de crédit inutilisées	4 735

Activités de financement

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme. La direction de Suncor croit 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.

Les intérêts sur la dette de Suncor (compte non tenu des intérêts capitalisés) se sont élevés à 643 M\$ en 2012, contre 661 M\$ en 2011. La diminution de la dette à court terme et le remboursement de certains billets à moyen terme au troisième trimestre de 2011 ont entraîné une baisse des charges d'intérêts en 2012 comparativement à 2011, laquelle a toutefois été partiellement contrebalancée par les intérêts payés à l'égard de deux nouveaux contrats de location-financement en 2012.

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)

Dette nette au 31 décembre 2011	6 976
Diminution de la dette nette	(344)
Dette nette au 31 décembre 2012	6 632
Diminution de la dette nette	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	9 745
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(6 962)
Produit des cessions	68
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(568)
Rachat d'actions ordinaires	(1 451)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et autres	(650)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	162
	344

Au 31 décembre 2012, la dette nette de Suncor s'élevait à 6,632 G\$, contre 6,976 G\$ au 31 décembre 2011. En 2012, la dette nette a diminué de 344 M\$, en raison principalement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, de la réception d'un produit de 300 M\$ tiré d'instruments d'atténuation des risques visant les actifs de la Société en Syrie et de l'incidence du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain sur la réévaluation de la dette à long terme. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le montant qui a été remis aux actionnaires par la voie de rachats d'actions et de versements de dividendes, ainsi que par une augmentation du fonds de roulement hors trésorerie.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. L'omission de

se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 60 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2012, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 22 % (22 % au 31 décembre 2011). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités opérationnelles.

Aux 31 décembre
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2012	2011
Dette à court terme	776	763
Tranche courante de la dette à long terme	311	12
Dette à long terme	9 938	10 004
Dette totale	11 025	10 779
Moins la trésorerie et ses équivalents	4 393	3 803
Dette nette	6 632	6 976
Capitaux propres	39 223	38 600
Dette totale majorée des capitaux propres	50 248	49 379
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	22	22

Placements à court terme

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et équivalents. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois, et toutes les contreparties aux placements devront avoir une notation élevée. Au 31 décembre 2012, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance des placements à court terme du portefeuille était d'environ 30 jours. En 2012, la Société a gagné un produit d'intérêts d'environ 32,0 M\$ sur les placements de ce portefeuille.

Notations

L'information sur les notations de la Société présentée ci-après est fournie parce que les notes obtenues par la Société influent sur le coût de ses capitaux empruntés et

sur sa liquidité. Tout changement dans les notations 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 notes élevées. Un abaissement des notes de la Société pourrait compromettre sa capacité à obtenir du financement, à accéder aux marchés financiers 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 l'obliger à consentir des garanties supplémentaires à l'égard de certains contrats.

Les notations de la dette de premier rang à long terme de la Société se présentent comme suit :

Dette de premier rang à long terme	Note	Perspectives à long terme
Standard & Poor's	BBB+	Stables
Dominion Bond Rating Service	A (bas)	Stables
Moody's Investors Service	Baa1	Stables

Les notations du papier commercial de la Société se présentent comme suit :

Papier commercial	Notation \$ CA	Notation \$ US
Standard & Poor's	A-1 (bas)	A-2
Dominion Bond Rating Service	R-1 (bas)	Non noté
Moody's Investors Service	Non noté	P-2

En 2012, l'agence de notation Moody's Investors Service a révisé à la hausse la notation de la dette de premier rang à long terme de la Société, la faisant passer de Baa2 à Baa1, et elle a modifié la notation relative à ses perspectives à long terme, la faisant passer de « positives » à « stables ». Toutes les autres notations sont demeurées les mêmes qu'en 2011. Se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital – Notes » de la notice annuelle 2012 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires

Actions en circulation

31 décembre 2012 (en milliers)

Actions ordinaires	1 523 057
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	47 366
Options sur actions ordinaires – exerçables	29 879

Au 22 février 2013, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 523 644 237 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en circulation, exerçables et non exerçables, s'élevait à 75 233 036. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (l'« offre publique de rachat de 2011 »), aux termes de laquelle elle était autorisée à racheter de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1,0 G\$ entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012.

En 2012, la Société a racheté, dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2011, 33 032 400 actions au prix moyen de 30,28 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 1,0 G\$.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation canadiens l'autorisation de lancer un programme lui permettant d'émettre des options de vente visant ses actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2011. Aux termes de ce programme, Suncor était autorisée à émettre des options de vente en faveur d'une institution financière canadienne. Ces options de vente permettaient à l'acquéreur de vendre à Suncor, à la date d'expiration des options et au prix convenu à la date de leur émission, un nombre préétabli d'actions ordinaires de Suncor.

La Société a reçu une prime de 1,3 M\$ pour avoir émis 1 250 000 options de vente. Aucune action n'a été rachetée par suite de l'exercice d'options de vente, la totalité des options ayant expiré sans avoir été exercées. Le montant de la prime en trésorerie que Suncor a reçu en contrepartie des options de vente qu'elle a émises a été comptabilisé en augmentation des capitaux propres et en diminution du montant de trésorerie payé pour le rachat des actions ordinaires aux fins d'annulation. Les primes que Suncor reçoit en échange de l'émission d'options de vente n'ont aucune incidence sur son résultat net.

Au cours du troisième trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (l'« offre publique de rachat de 2012 »), aux termes de laquelle elle est autorisée à racheter de ses actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1,0 G\$. L'offre publique de rachat de 2012 a été lancée le 20 septembre 2012 et prendra fin au plus tard le 19 septembre 2013. Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 38 392 005 actions ordinaires, ce qui représentait environ 2,5 % des actions ordinaires émises et en circulation au 14 septembre 2012. Suncor a par la suite annoncé qu'elle avait conclu, avec un courtier désigné, un

plan de rachat automatique permettant le rachat de ses actions ordinaires durant les périodes prévues et non prévues d'interdiction de négociation. Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire de l'avis d'intention de procéder à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités auprès du service des relations avec les investisseurs de la Société.

Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012, la Société a racheté 13 829 900 actions en 2012 au prix

moyen de 32,68 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 452 M\$. Après le 31 décembre 2012, la Société a racheté 3 915 646 actions supplémentaires dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012 au prix moyen de 32,45 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 127 M\$ au 22 février 2013.

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2012	2011
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées directement	46 862	17 128
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—
	46 862	17 128
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)		
Coût des rachats	1 452	500
Prime des options reçue	(1)	—
	1 451	500
Prix de rachat moyen pondéré par action, déduction faite de la prime des options (en dollars)	30,96	29,19

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Outre les obligations exécutoires et juridiquement contraignantes qui sont quantifiées dans le tableau ci-dessous, Suncor a assumé, dans le cours normal de ses activités, des obligations en matière de produits et de services qu'elle peut résilier moyennant un bref préavis, notamment des engagements visant l'achat de marchandises pour lesquelles il existe un marché actif et fortement liquide et qui sont destinées à la revente peu après l'achat.

La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence notable, actuelle ou future, sur sa situation financière ou ses résultats opérationnels, y compris ses ressources en matière de trésorerie et de capital.

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables.

(en millions de dollars)	Total	Montants à payer par période			Par la suite
		2013	2014 et 2015	2016 et 2017	
Emprunts à terme fixe et renouvelable ¹⁾	19 950	1 662	1 543	1 112	15 633
Versements au titre des contrats de location-financement	2 487	94	189	189	2 015
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ²⁾	8 154	413	779	694	6 268
Contrats de location simple et engagements de transport par pipeline et de services énergétiques	13 721	1 572	2 276	1 697	8 176
Engagements au titre de travaux de prospection	272	67	205	—	—
Autres obligations à long terme ³⁾	449	149	300	—	—
Total	45 033	3 957	5 292	3 692	32 092

1) Comprennent des emprunts qui sont remboursables au gré de Suncor et les versements d'intérêts sur les emprunts à terme fixe.

2) Représentent le montant non actualisé des obligations relatives à la remise en état des sols, au traitement des résidus, à la remise en état des lieux et au démantèlement.

3) Comprennent 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 « Autres passifs à long terme » des états financiers consolidés audités de 2012.

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités. Il s'agit principalement de ventes à des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société. Se

reporter à la note intitulée « Transactions avec des parties liées » des états financiers consolidés audités de 2012 pour obtenir plus de précisions sur ces transactions et sur la rémunération des principaux dirigeants.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés pour gérer son exposition aux risques. La Société a recours à ces 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 liés à des transactions précises. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, l'incidence avant impôt des activités de gestion des risques correspond à un profit de 1 M\$ (perte avant impôt de 22 M\$ en 2011).

Dans le cadre de ses activités de négociation de l'énergie, Suncor a recours à des contrats dérivés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés ainsi qu'à d'autres contrats dérivés dans le but de générer un profit net. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, l'incidence avant impôt pour les activités de négociation de l'énergie correspond à un profit de 246 M\$ (profit avant impôt de 301 M\$ en 2011).

Les profits ou les pertes liés aux dérivés sont comptabilisés au poste « Autres produits » de l'état consolidé du résultat global.

(en millions de dollars)	Gestion des risques	Négociation de l'énergie	Total
Juste valeur des contrats en cours au 1 ^{er} janvier 2011	13	(87)	(74)
Juste valeur des contrats réalisés durant l'exercice	9	(248)	(239)
Variation de la juste valeur durant l'exercice	(22)	301	279
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2011	—	(34)	(34)
Juste valeur des contrats réalisés durant l'exercice	(2)	(255)	(257)
Variation de la juste valeur durant l'exercice	1	246	247
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2012	(1)	(43)	(44)

La juste valeur des dérivés est comptabilisée comme suit à l'état consolidé de la situation financière :

Juste valeur des contrats dérivés aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011
Créances	53	37
Dettes	(97)	(71)
	(44)	(34)

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Suncor pourrait subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés n'étaient pas en mesure d'honorer leurs obligations aux termes de ces contrats. La Société atténue ce risque en concluant des contrats avec des contreparties jouissant de notations élevées. En outre, la direction procède à des examens périodiques des notations 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 gestion des risques de Suncor font 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. Les activités 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 intitulée « Instruments financiers et gestion des risques » des états financiers consolidés audités 2012 de Suncor pour obtenir plus d'informations sur nos instruments financiers dérivés, notamment pour connaître les hypothèses retenues dans le calcul de la juste valeur, 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 des risques auxquels nous sommes exposés et des mesures que nous mettons en œuvre pour les atténuer.

10. MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Modifications de méthodes comptables

En 2012, aucun changement n'a été apporté aux méthodes comptables significatives de Suncor qui sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Normes comptables récemment publiées

Instrument financiers : comptabilisation et évaluation

En novembre 2009, dans le cadre du projet de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») visant à remplacer la Norme comptable internationale (« IAS ») 39, *Instrument financiers : comptabilisation et évaluation*, l'IASB a publié la première partie d'IFRS 9, *Instrument financiers*. Cette norme, qui renfermait déjà des exigences relatives au classement et à l'évaluation des actifs financiers, a été modifiée en octobre 2010 afin d'y inclure également des exigences concernant le classement et l'évaluation des passifs financiers. La norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2015. La pleine incidence de cette norme ne sera pas connue tant que les phases portant sur les couvertures et les pertes de valeur n'auront pas été achevées.

Évaluations de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, qui établit une source unique de directives concernant les évaluations à la juste valeur, clarifie la définition de la juste valeur et introduit de nouvelles exigences en matière d'informations à fournir sur les évaluations à la juste valeur. Cette norme s'applique de façon prospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société ne s'attend pas à ce que son adoption entraîne des changements importants à ses évaluations à la juste valeur. Toutefois, des informations supplémentaires au sujet des évaluations à la juste valeur devront être fournies.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

En décembre 2011, l'IASB a publié des modifications à IFRS 7, *Instrument financiers : Informations à fournir*, et à IAS 32, *Instrument financiers : Présentation*, en vue de fournir des précisions sur le modèle de compensation actuel et d'établir des exigences d'information communes de manière à permettre une meilleure compréhension des effets que peuvent avoir les accords de compensation. Les modifications à IFRS 7 s'appliquent de façon rétrospective aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, tandis que les modifications

apportées à IAS 32 s'appliquent de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014, l'adoption anticipée étant toutefois autorisée. L'adoption de ces normes révisées ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les états financiers de la Société. Toutefois, des informations plus étoffées sur les instruments financiers qui sont compensés dans les états consolidés de la situation financière devront être fournies.

Présentation des autres éléments du résultat global

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des autres éléments du résultat global*, afin d'exiger le regroupement des éléments présentés dans les autres éléments du résultat global selon qu'ils sont susceptibles ou non d'être ultérieurement reclassés en résultat net. Ces modifications s'appliquent de façon rétrospective aux périodes ouvertes à compter du 1^{er} juillet 2012. La Société ne s'attend pas à ce que les modifications aient une incidence importante sur la manière dont elle présentera les autres éléments du résultat global.

Périmètre de consolidation de l'entité présentant l'information financière

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, et IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, de même que des modifications à IAS 27, *États financiers individuels*, et à IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*.

IFRS 10 propose un modèle de consolidation unique qui repose sur une nouvelle définition du contrôle s'appliquant à tous les types d'entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats, en mettant l'accent sur les droits et les obligations liés au partenariat, et limite l'application de la comptabilisation selon la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. Les arrangements qui répondent à la définition d'une coentreprise doivent être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. IFRS 12 regroupe les exigences concernant les informations à fournir sur les différentes formes de participations dans d'autres entités, dont les filiales, les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées non consolidées. IAS 27 a été modifiée afin de rendre compte des modifications apportées à IFRS 10; elle reprend cependant telles quelles les directives qui

s'appliquent aux états financiers individuels. IAS 28 a également été modifiée pour refléter les modifications apportées à IFRS 10 et à IFRS 11.

L'application rétrospective de ces normes, dont certaines transactions sont toutefois exemptées, prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a déterminé que, par suite de l'application d'IFRS 11, deux partenariats existants du secteur Raffinage et commercialisation devront être comptabilisés selon la méthode de mise en équivalence, plutôt que selon la méthode de la consolidation proportionnelle, comme c'était le cas avant. Ce changement n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés, mais il donnera lieu à la compensation des produits et des charges (environ 100 M\$ et 90 M\$ en 2012, respectivement) de ces entités dans les autres produits. De plus, l'investissement net de la Société dans ces entités sera présenté dans les autres actifs.

Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 19, *Avantages du personnel*, qui viennent modifier les directives relatives à la comptabilisation et à la présentation des régimes à prestations définies et aux informations à fournir à ce sujet. La norme révisée exige la comptabilisation immédiate des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, éliminant du coup les choix qui étaient offerts auparavant, modifie le calcul et la présentation de la composante coût financier de la charge de retraite annuelle et requiert la présentation de nouvelles informations sur les régimes à prestations définies. Cette norme s'applique de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société s'attend à une augmentation nette d'environ 50 M\$ des charges en 2012 par suite de ces modifications.

Frais de découverte liés à la production

En octobre 2011, l'IASB a publié l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (IFRIC) 20, *Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert*. Cette interprétation exige l'inscription à l'actif et l'amortissement des frais de découverte engagés pendant la phase de production lorsqu'une entité peut démontrer qu'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés, que les coûts peuvent être évalués de façon fiable et que l'entité peut identifier la section du gisement pour lequel l'accès a été amélioré. Cette interprétation s'applique de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société ne s'attend pas à ce que cette interprétation ait une incidence importante sur elle, étant donné qu'elle exécute

habituellement des travaux de découverte lui permettant de dégager du minerai qui sera extrait au cours de la même période.

Estimations comptables et jugements critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés de l'actif, du passif, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et la nouvelle information disponible.

Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation et celles qui, si des changements d'hypothèses significatives raisonnablement susceptibles de se produire se produisaient, pourraient avoir une incidence significative sur la situation financière ou les résultats de la Société.

Les estimations comptables critiques sont revues tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Les paragraphes qui suivent présentent les estimations comptables critiques utilisées dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés audités de Suncor au 31 décembre 2012.

Ressources et réserves de pétrole et de gaz

L'évaluation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état est déterminée en partie d'après les réserves et ressources estimatives de pétrole et de gaz de la Société. Même si elles ne sont pas présentées dans le cadre des états financiers consolidés audités de la Société pour 2012, ces estimations des réserves et ressources peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

L'estimation des réserves nécessite l'exercice d'un jugement professionnel. Les réserves et les ressources ont été évaluées ou réévaluées en date du 31 décembre 2012 par des évaluateurs de réserves qualifiés, conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Lorsque cela est possible, les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur les définitions et les directives du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

Les estimations des réserves et des ressources de pétrole et de gaz reposent sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, l'estimation des prix des marchandises, les données techniques ainsi que le

montant des dépenses futures et le moment où elles seront engagées, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes. Ces hypothèses tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2012, lesquelles pourraient différer considérablement des conditions prévalant à d'autres moments au cours de l'exercice ou au cours de périodes subséquentes.

Activités pétrolières et gazières

La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle désigne des activités pétrolières et gazières comme étant des activités de prospection, d'évaluation, de mise en valeur ou de production et lorsqu'elle détermine si les frais initiaux de ces activités sont capitalisés.

Frais de prospection et d'évaluation

Les frais de forage de puits d'exploration sont initialement capitalisés dans l'attente de l'évaluation des ressources commercialement récupérables. La détermination de l'existence de ressources exploitables commercialement repose sur le jugement. Si l'on juge qu'il n'existe pas de réserves exploitables commercialement, les coûts liés aux travaux de prospection sont inclus dans les frais de prospection. Les frais d'évaluation engagés lorsque la direction recherche des ressources exploitables commercialement et conçoit des plans de mise en valeur et d'ingénierie sont inscrits à l'actif. Les actifs de prospection et d'évaluation font continuellement l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'un examen de la direction qui visent à confirmer ou infirmer l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Pour en arriver à cette décision, la direction tient compte des changements concernant les données économiques du projet, la quantité des ressources, les techniques de production prévues, les forages improductifs ainsi que les estimations des coûts de production et des dépenses en immobilisations, qui sont tous des facteurs importants. Si le projet d'extraction n'est pas considéré comme viable, les actifs de prospection et d'évaluation qui s'y rapportent subissent une réduction de valeur et sont inclus au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ».

Frais de mise en valeur

La détermination du moment auquel les actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction. Cette décision repose sur plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires des organismes de réglementation et les processus d'autorisation internes des projets de la Société. Lorsqu'un bien pétrolier ou gazier est

reclassé dans les immobilisations corporelles, la totalité des frais de mise en valeur subséquents sont inscrits à l'actif.

Dépréciation d'actifs

Une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est définie comme le plus petit regroupement d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie qui sont largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. La répartition des actifs de la Société en UGT nécessite une bonne dose de jugement quant à l'intégration des actifs, à l'utilisation d'infrastructures partagées, à l'existence de marchés actifs pour les produits de la Société et à la façon dont la direction surveille les activités.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société doit relever les événements ou les circonstances qui indiquent que la valeur comptable nette d'une UGT pourrait s'être dépréciée. La direction recourt à son jugement pour déterminer si un événement ou une situation en particulier représente un indice de dépréciation d'une UGT. Si les signes d'une dépréciation existent, la Société doit soumettre l'UGT à un test de dépréciation. Une UGT est dépréciée lorsque sa valeur comptable nette est supérieure au montant recouvrable estimé par la direction, qui est la valeur la plus élevée entre la juste valeur de l'UGT diminuée des coûts de la vente et sa valeur d'utilité.

Peu importe qu'il existe ou non des signes d'une dépréciation, la Société doit soumettre à un test de dépréciation annuel toute UGT ou tout regroupement d'UGT dont la valeur comptable nette inclut des immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée ou un goodwill qui lui a été attribué. En ce qui concerne Suncor, les tests de dépréciation portent notamment sur les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation. Pour 2012, la Société a procédé à son test en date du 31 juillet 2012 et a conclu que les UGT sous-jacentes n'avaient pas subi de perte de valeur.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société doit exercer son jugement pour déterminer s'il existe des indications qu'une perte de valeur comptabilisée précédemment devrait être reprise. Si les nouvelles estimations de la valeur recouvrable dépassent la valeur comptable nette, les ajustements comptabilisés précédemment pour tenir compte de la perte de valeur sont repris, jusqu'à concurrence du montant de la dépréciation initiale. Une perte de valeur du goodwill ne peut pas être reprise.

Pour Suncor, la valeur recouvrable estimative d'une UGT est essentiellement déterminée au moyen des modèles d'analyse de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie. Les principales hypothèses utilisées par la

direction pour estimer les flux de trésorerie futurs sont les estimations des prix futurs des marchandises, les estimations des réserves et des ressources, les volumes de production attendus, le montant attendu des charges opérationnelles futures et des frais de mise en valeur futurs, et les marges de raffinage estimées. La direction doit aussi formuler des hypothèses importantes concernant la durée de vie utile estimative de l'UGT, le moment où seront dégagés les flux de trésorerie et les taux d'actualisation. La direction pourrait aussi devoir recourir à son jugement pour déterminer la probabilité que survienne un événement futur, ce qui pourrait influencer sur les principales hypothèses utilisées. Toute modification de ces estimations et de ces jugements se répercuterait sur le montant recouvrable d'une UGT et pourrait nécessiter une dépréciation importante de la valeur comptable nette de l'UGT.

La Société soumet aussi à un test de dépréciation les actifs qui sont classés comme détenus en vue de la vente ou les actifs de prospection et d'évaluation qui sont reclassés dans les immobilisations corporelles. Les actifs classés comme disponibles à la vente sont évalués au montant le moins élevé entre la valeur comptable nette et la juste valeur diminuée des coûts de la vente, laquelle peut être déterminée en fonction du produit attendu de la vente.

Les paragraphes qui suivent traitent de tests de dépréciation importants effectués en 2012.

Projet d'usine de valorisation Voyageur

Étant donné qu'au 31 décembre 2012, Suncor jugeait les perspectives économiques peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur, elle a procédé à un test de dépréciation, par suite duquel elle a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$. La valeur nette recouvrable a été estimée au moyen d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de la vente et déterminée selon une approche fondée sur les flux de trésorerie prévisionnels.

Les principales hypothèses utilisées comprenaient les prévisions courantes des prix des marchandises, une estimation des prix qui seront obtenus, des estimations des charges opérationnelles et des dépenses en immobilisations futures, et un taux d'actualisation après impôt ajusté en fonction du risque de 10 %. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable des actifs de la Société liés à son projet d'usine de valorisation Voyageur s'élevait à environ 345 M\$.

Syrie

En raison de l'agitation politique et des sanctions internationales annoncées en décembre 2011, la Société a interrompu ses activités en Syrie et ne comptabilise plus de production ni de produits des activités ordinaires

provenant de ce pays. Au 31 décembre 2011, Suncor a soumis ses actifs en Syrie à un test de dépréciation et conclu qu'ils n'avaient subi aucune perte de valeur.

Comme la situation politique n'avait pas été résolue à la fin du deuxième trimestre de 2012, les actifs de la Société en Syrie ont été soumis à un nouveau test de dépréciation. Par suite de ce test, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 604 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles, une réduction de valeur de 67 M\$ des créances et une réduction de valeur de 23 M\$ des actifs courants.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M\$ tiré d'instruments d'atténuation des risques liés à ses activités en Syrie. Ce produit pourrait devoir être remboursé en totalité ou en partie advenant la reprise des activités en Syrie, et il n'a donc pas été comptabilisé en résultat, mais plutôt à titre de provision. Après la réception du produit lié aux instruments d'atténuation des risques, la Société a procédé à un nouveau test de dépréciation en date du 31 décembre 2012 et a repris des pertes de valeur après impôt de 177 M\$ qu'elle avait comptabilisées à l'égard de ses actifs en Syrie.

La valeur comptable au 31 décembre 2012 a été établie d'après la valeur nette recouvrable qui avait été estimée au moyen d'une méthodologie fondée sur la valeur d'utilité et déterminée au moyen d'une approche fondée sur les flux de trésorerie prévisionnels, en fonction de plusieurs scénarios possibles prévoyant i) une reprise des activités dans un an, ii) une reprise des activités dans cinq ans, et iii) une perte totale. Les deux scénarios dans lesquels la Société reprend ses activités normales tenaient compte du remboursement du produit lié aux instruments d'atténuation des risques conformément aux modalités de l'entente.

Les scénarios envisageant la reprise des activités normales de la Société reposent sur des prévisions actuelles des prix des marchandises, sur l'estimation de la Société des prix qu'elle obtiendra, sur des estimations des charges opérationnelles et des frais de mise en valeur établies d'après les travaux d'aménagement prévus par les plans commerciaux de Suncor avant l'interruption des activités, sur un taux d'actualisation (19 %) qui représentait la meilleure estimation de la direction quant au risque continu associé aux activités en Syrie, et sur la meilleure estimation de la direction quant aux coûts de reconstruction qui seront nécessaires pour reprendre la production. Les prévisions de production de la direction sont fondées sur la plus récente estimation des volumes de production futurs formulée par les évaluateurs de réserves qualifiés internes de Suncor. Sur la base de ce calcul, la valeur comptable des immobilisations corporelles

de la Société en Syrie, déduction faite de la provision liée aux instruments d'atténuation des risques, s'établissait à environ 130 M\$ au 31 décembre 2012.

Juste valeur des instruments financiers

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 intégrant des données de marché observables. En plus des données du marché, Suncor incorpore des détails de transactions précises que les intervenants du marché utiliseraient pour évaluer la juste valeur, y compris l'incidence de risques non liés au rendement. Les données d'entrée servant à déterminer la juste valeur sont classées selon une hiérarchie qui établit leur priorité en fonction du degré selon lequel elles sont observables. Les estimations de la juste valeur faites par la Société ne correspondent pas nécessairement aux montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable transaction conclue sur le marché.

Provisions au titre des coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société comptabilise des passifs au titre du démantèlement et de la remise en état futurs des immobilisations corporelles. La direction recourt à son jugement pour déterminer si la Société a contracté de nouvelles obligations liées au démantèlement et à la remise en état et pour évaluer la portée de ses obligations à cet égard à chaque date de clôture, de même que pour déterminer si les activités que la Société exerce constituent des activités liées au démantèlement et à la remise en état ou des activités opérationnelles normales.

Ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de la remise en état et de l'ampleur des travaux, des exigences légales, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont établies en fonction de chaque actif, la provision totale établie par Suncor repose sur bon nombre de jugements et d'hypothèses. Les coûts réels sont incertains et les estimations peuvent varier à la suite de modifications apportées aux lois et aux règlements applicables, de l'émergence de nouvelles technologies et de l'évolution des méthodes opérationnelles et des prix. Le calendrier prévu des activités de démantèlement et de remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie des réserves de pétrole et de gaz. Les changements apportés aux hypothèses liées aux coûts futurs prévus, aux taux d'actualisation et au moment du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

La juste valeur des provisions est estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus au moyen du taux

d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit de la Société. Pour les périodes subséquentes, la provision est ajustée pour tenir compte du passage du temps par la voie de l'imputation d'un montant au poste « Augmentation des passifs » sous les charges de financement, en fonction du taux d'actualisation.

La provision de Suncor au titre du démantèlement et de la remise en état a augmenté de 887 M\$ en 2012, pour atteindre 4,688 G\$. La révision des coûts futurs estimés et l'accroissement des dommages causés aux sols sont les facteurs ayant le plus contribué à la variation de la provision. La provision a également augmenté en raison d'une diminution du taux d'actualisation moyen (3,75 % en 2012, contre 4,3 % en 2011).

Autres provisions

La détermination des autres provisions, y compris, mais sans s'y limiter, les provisions relatives à des litiges en matière de redevances, à des contrats déficitaires, à des litiges et à des obligations implicites, est un processus complexe qui nécessite que la direction porte des jugements sur les résultats des événements futurs, sur l'interprétation des lois et règlements, sur les flux de trésorerie futurs prévus et sur les taux d'actualisation.

La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal des activités. Au 31 décembre 2012, la direction estime que l'issue de ces litiges ou réclamations n'aura pas d'incidence significative sur la situation financière de la Société.

Avantages futurs du personnel

La Société offre des avantages aux employés actifs et retraités, y compris des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite.

Les obligations et les coûts des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sont calculés selon des méthodes d'évaluation et des hypothèses actuarielles. Les hypothèses généralement formulées pour calculer ces montants comprennent des estimations, selon le cas, du taux de roulement du personnel, du coût des réclamations futures, des taux d'actualisation, des niveaux des salaires et des avantages futurs, du rendement de l'actif des régimes, des taux de mortalité et des frais médicaux futurs. Le passif net au titre des prestations constituées est présenté dans les autres passifs non courants aux états consolidés de la situation financière.

La juste valeur de l'actif des régimes est déterminée à partir des valeurs de marché. Le taux de rendement estimatif de l'actif des régimes du portefeuille tient compte du niveau actuel des rendements des titres à revenu fixe, du niveau historique des primes de risque liées

aux autres catégories d'actif et des rendements futurs prévus pour toutes les 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 la Société au titre des prestations. Le taux estimatif de la croissance de la rémunération repose sur le jugement de la direction.

Les évaluations actuarielles sont soumises au jugement de la direction. Les écarts actuariels comprennent les changements apportés aux hypothèses portant sur les taux d'actualisation, le rendement attendu des actifs des régimes et les taux annuels de croissance de la rémunération. Ces écarts sont comptabilisés sur une base prospective et peuvent avoir une incidence importante sur les montants présentés. Les écarts actuariels sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global à l'état consolidé du résultat global de la période au cours de laquelle ils se produisent.

Contrôle et influence notable

Le contrôle se définit comme le pouvoir de diriger les méthodes financières et opérationnelles d'une entité afin de tirer des avantages de ses activités. L'influence notable se définit comme le pouvoir de participer aux décisions relatives aux politiques financières et opérationnelles d'une entité détenue. Afin de déterminer si elle exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entité, la Société doit exercer son jugement pour déterminer la mesure dans laquelle elle influe sur les décisions financières et opérationnelles de l'entité ainsi que l'ampleur des avantages qu'elle retire.

Impôt sur le résultat

La détermination de la charge d'impôt sur le résultat est un processus intrinsèquement complexe qui exige que la direction interprète continuellement les changements dans la réglementation et pose d'autres jugements, notamment ceux concernant l'impôt différé dont il est question ci-après.

La direction estime que des provisions adéquates ont été constituées à l'égard de toutes les obligations fiscales, malgré la possibilité que les résultats des audits et des réévaluations et les changements d'interprétation des normes entraînent une augmentation ou une diminution importante des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

En janvier 2013, la Société a reçu de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») un avis d'intention concernant le

traitement fiscal de pertes qui ont été réalisées en 2007 au règlement des contrats dérivés liés à Buzzard. Même si la Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et contestera cet avis, l'ARC pourrait néanmoins décider d'émettre un avis de nouvelle cotisation dans le but d'augmenter d'environ 1,2 G\$ le montant d'impôt à payer. La Société croit fermement qu'elle sera en mesure de faire valoir sa position fiscale initiale, de sorte qu'aucun impôt supplémentaire ne sera exigible. Toutefois, même si elle dépose un avis de contestation, la Société serait tenue d'effectuer un paiement minimal correspondant à 50 % du montant réclamé dans l'avis de nouvelle cotisation, soit environ 600 M\$, ce montant devant rester dans les comptes jusqu'au règlement du différend.

Impôt différé

Une différence temporelle déductible ou imposable peut se dégager lorsqu'il y a un écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale d'un actif ou d'un passif. La reprise de différences temporelles entraîne des montants déductibles lors de la détermination du bénéfice imposable dans les périodes futures. La reprise de différences temporelles imposables entraîne des montants imposables au moment de la détermination du bénéfice imposable de périodes futures.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est considéré comme probable que les différences temporelles déductibles seront reprises dans un avenir prévisible. Une différence significative entre les estimations de la Société et les bénéfices imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque juridiction fiscale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporelles imposables qui seront reprises et qui entraînent une sortie de trésorerie à l'intention d'une administration fiscale. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui exige de poser un jugement quant au résultat final. Une modification de l'estimation de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou le montant du règlement prévu et l'évolution des réglementations fiscales dans les juridictions fiscales où la Société exerce ses activités pourraient avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

11. FACTEURS DE RISQUE

La Société s'est engagée à adopter un programme de gestion des risques d'entreprise visant à favoriser la prise de décisions par le suivi systématique des risques inhérents à ses actifs et à ses activités. Le comité d'examen des risques de la Société, qui est composé de représentants chevronnés provenant des différents groupes opérationnels et fonctionnels de Suncor, supervise un processus global visant à repérer, à évaluer et à communiquer les principaux risques de la Société. Un risque significatif est une exposition qui peut avoir une incidence significative sur la capacité de l'un des secteurs ou de l'une des fonctions de la Société d'atteindre ou d'appuyer l'atteinte d'un objectif de Suncor. Le texte qui suit décrit les risques associés aux activités de Suncor.

Volatilité des prix des marchandises et écarts de prix légers/lourds

Notre performance financière est étroitement liée aux prix du pétrole brut pour nos activités en amont et aux prix des produits raffinés du pétrole pour nos activités en aval et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel pour nos activités en amont, pour les besoins desquelles le gaz naturel est à la fois un intrant et un extrant des processus de production. Les prix de ces marchandises peuvent être influencés par les facteurs de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale.

Les prix du pétrole brut peuvent également subir l'incidence, entre autres, de la vigueur et de la croissance de l'économie mondiale (particulièrement dans les marchés émergents), des contraintes liées à la capacité pipelinère, du déséquilibre de l'offre et de la demande régionales et internationales, des faits nouveaux sur le plan politique, du respect ou du non-respect des quotas imposés aux membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP »), de l'accès aux marchés du pétrole brut et des conditions météorologiques. Ces facteurs influent différemment sur les divers types de pétrole brut et de produits raffinés et peuvent avoir une incidence sur les différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et léger (dont le bitume fluidifié) et entre le pétrole brut classique et le pétrole brut synthétique.

Suncor prévoit une production de bitume plus élevée au cours des prochaines années, surtout par suite de l'augmentation de la production qui proviendra de Firebag. En raison de sa faible viscosité, le bitume est combiné à un diluant léger ou à du pétrole brut synthétique, et il est vendu sous la forme de pétrole brut lourd. Les marchés pour le pétrole brut lourd sont plus limités que ceux du pétrole brut léger, ce qui les rend plus sensibles aux fluctuations de l'offre et de la demande

(que ce soit en raison des contraintes des pipelines ou autres). Les cours de marché du pétrole brut lourd sont généralement moins élevés que ceux du pétrole léger, en raison surtout de la moins bonne qualité et de la valeur plus faible du rendement du produit raffiné et des coûts plus élevés associés au transport d'un produit plus visqueux par les pipelines. Ces écarts de prix peuvent être amplifiés par les fluctuations de l'offre et de la demande, comme ce fut le cas au cours de 12 derniers mois, en raison principalement des contraintes liées aux pipelines, et par l'incapacité de distribuer efficacement nos produits sur le marché. L'écart de prix entre le pétrole brut léger et le WCS revêt une importance particulière pour Suncor. Le prix du marché du WCS est touché par les facteurs liés à l'offre et à la demande à l'échelle régionale, notamment la disponibilité et le prix du diluant, et par la disponibilité et les coûts liés à l'accès aux marchés primaires par l'intermédiaire des réseaux de pipelines. Pour les raisons précédentes, en 2012, l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le WCS était à son niveau le plus prononcé depuis 2008. Les futurs écarts légers/lourds sont incertains et l'élargissement continu de ces écarts pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités de Suncor, et plus particulièrement sur les prix qu'elle peut obtenir pour le WCS et le bitume qu'elle est incapable de valoriser ou de traiter dans ses raffineries.

Les prix des produits raffinés du pétrole et les marges de raffinage sont également touchés, entre autres, par les prix du pétrole brut, la disponibilité du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, les niveaux des stocks de produits raffinés, la disponibilité des raffineries régionales, la concurrence exercée sur les marchés et d'autres facteurs du marché local.

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont influencés principalement par l'offre et la demande et par les prix d'autres sources d'énergie. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner une grande volatilité des prix.

Les prix des marchandises et les marges de raffinage 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 des marchandises à court terme. L'accès limité au marché en matière de production des sables pétrolifères en raison d'une capacité de transport par pipeline insuffisante, de la production terrestre croissante et des pannes dans les raffineries entraîne un risque d'accroissement des écarts ou d'arrêt de la production qui pourrait avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les

résultats opérationnels et les flux de trésorerie. De plus, les producteurs de pétrole et de gaz naturel en Amérique du Nord, et particulièrement au Canada, obtiennent actuellement pour leur production des prix présentant un escompte par rapport à certains prix en vigueur à l'échelle mondiale, en raison de la capacité limitée de transport et de vente de leurs produits sur les marchés internationaux. À défaut de surmonter de telles contraintes, les producteurs de pétrole et de gaz naturel comme Suncor pourraient continuer d'obtenir pour leurs marchandises des prix réduits ou affichant un escompte. Une période prolongée de chute des prix pourrait compromettre la valeur de nos actifs en amont et en aval, ainsi que le niveau des dépenses affectées aux projets de croissance, et pourrait entraîner une réduction de la production provenant de certains projets et se traduire par des réductions de la valeur comptable de nos actifs. Par conséquent, les faibles prix des marchandises, et du pétrole brut en particulier, pourraient avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor et pourraient également entraîner des pertes de valeur et des sorties relatives à la valeur des actifs ou des projets en cours de développement de Suncor.

Politiques gouvernementales

Suncor fonctionne sous le régime de la réglementation fédérale, provinciale, étatique et municipale dans de nombreux pays. La Société est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, telles que le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection environnementale, la performance sur le plan de la sécurité, la réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, les interactions de la Société avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits de prospection et de production, de baux d'exploitation des sables pétrolifères ou d'autres droits ou intérêts, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur et l'abandon des gisements et des emplacements des mines (y compris les restrictions sur la production) et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels.

Les modifications à la politique ou à la réglementation gouvernementale ont une incidence directe sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor, comme en témoignent

des initiatives comme le programme d'examen des redevances du gouvernement de l'Alberta en 2007, et, plus récemment, les sanctions commerciales en Libye (qui ont depuis été levées) et en Syrie imposées par le gouvernement canadien et d'autres gouvernements internationaux, ainsi que la hausse des taux d'imposition de la production au Royaume-Uni. Suncor peut aussi être touchée indirectement par les modifications à la politique ou à la réglementation gouvernementale, comme l'opposition aux nouveaux réseaux de pipelines en Amérique du Nord, dont Keystone XL ou Northern Gateway, ou elle peut subir les contrecoups de certaines mesures au fil du temps, comme les réglementations environnementales de plus en plus strictes ou les régimes fiscaux et régimes de redevances défavorables. Les résultats de ces modifications pourraient également entraîner une augmentation des coûts liés à la conformité, ainsi qu'un accroissement des effectifs et des ressources. En outre, ils pourraient accroître l'exposition à d'autres risques significatifs pour Suncor, notamment les risques liés à la non-conformité à la réglementation environnementale ou aux directives en matière de sécurité et aux approbations de permis.

Réglementation environnementale

Des modifications à la réglementation environnementale pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie, en se répercutant sur la demande de produits ou sur la composition ou la qualité des produits, ou en occasionnant une hausse des dépenses en immobilisations ou des coûts de distribution, 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 Suncor. La Société prévoit que les dépenses en immobilisations et les charges opérationnelles pourraient augmenter par suite de la mise en œuvre de nouveaux règlements environnementaux de plus en plus rigoureux. Le défaut de se conformer à la réglementation environnementale pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou de sanctions importantes, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages-intérêts ou la perte de licences et de permis importants, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie. Par l'intermédiaire d'associations sectorielles, Suncor participe, directement et indirectement, au processus de consultation visant l'élaboration de la réglementation proposée ainsi qu'aux autres efforts visant à harmoniser la réglementation des divers territoires nord-américains.

Voici certaines questions qui font ou pourraient faire l'objet d'une réglementation environnementale :

- les effets régionaux cumulatifs possibles de la mise en valeur des sables pétrolifères;
- 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;
- l'utilisation de la fracturation hydraulique pour faciliter la récupération et la production du pétrole et du gaz naturel;
- les questions portant sur la remise en état, la restauration des terrains et la protection de l'habitat des espèces sauvages;
- la reformulation de l'essence pour réduire les émissions des véhicules;
- le calcul et la réglementation, par un État américain ou par le gouvernement fédéral américain, de la teneur en carbone du carburant pendant le cycle de vie de celui-ci;
- la mise en œuvre par des gouvernements étrangers ou par d'autres organisations de règlements ou de politiques visant à limiter les achats de pétrole produit à partir de sources non classiques, comme les sables pétrolifères.

Réglementation en matière de changements climatiques

Bien que les lois et les règlements à venir puissent entraîner d'importantes obligations en cas de non-respect des exigences, Suncor ne s'attend pas à ce que les coûts requis pour respecter la nouvelle réglementation en matière de changements climatiques et d'environnement soient suffisamment onéreux pour être profondément désavantageux pour la Société ou dommageables pour sa position concurrentielle. 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 maintienne ses efforts pour réduire l'intensité des émissions de GES, les émissions absolues de GES de la Société continueront d'augmenter parallèlement à l'exécution de sa stratégie de croissance prudente et bien planifiée.

Dans le cadre de la planification opérationnelle continue, Suncor tient compte des coûts éventuels associés à ses émissions de dioxyde de carbone (« 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 qui pourraient être mises en œuvre tenteront de concilier 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 60 \$ pour une tonne d'équivalent en CO₂, appliquée selon diverses politiques de réglementation et sensibilités au prix.

Le gouvernement fédéral du Canada a déclaré qu'il compte privilégier une approche sectorielle quant aux règlements en matière de changements climatiques; cependant, il subsiste de l'incertitude quant à la forme que prendra la réglementation pour le secteur du pétrole et du gaz naturel et l'on ne connaît pas les mécanismes de conformité qui seront mis à la disposition des grands émetteurs. Pour l'heure, la Société est d'avis qu'il est impossible de prédire la nature de ces exigences ou l'incidence que celles-ci auront sur ses activités, sa situation financière, ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie. Faute de précisions sur le fonctionnement de ces systèmes, il est impossible de quantifier les retombées des réglementations en cours d'élaboration pour le moment.

Bien que Suncor ne commercialise pas activement ses produits en Californie, l'adoption d'une législation imposant une norme de faible teneur en carbone dans les autres États ou dans d'autres pays pourrait freiner sérieusement ses exportations de pétrole brut provenant des sables pétrolifères si les territoires importateurs refusaient de reconnaître les efforts déployés par le secteur des sables pétrolifères en vue de respecter les réductions de l'intensité des émissions imposées par le gouvernement de l'Alberta.

Remise en état des terrains

Des risques sont associés à notre capacité de mener à bien la remise en état des bassins de résidus qui contiennent des résidus fins mûrs à l'aide de la technique TRO^{MC} ou d'autres méthodes et technologies. Suncor s'attend à ce que la technique TRO^{MC} puisse l'aider à exécuter les travaux de remise en état des bassins de résidus actuels en réduisant la quantité de résidus. Le succès de la technique TRO^{MC} ou de toute autre méthode ou technologie et le temps nécessaire à la remise en état des bassins de décantation des résidus pourraient faire croître ou diminuer les estimations des coûts liés au démantèlement

et à la remise en état. Si la Société était incapable de mettre en œuvre adéquatement ses plans de remise en état, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur ses activités, sa situation financière, ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie.

Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta

Le cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta a été mis en place aux termes de la *Alberta Land Stewardship Act* (l'« ALSA »), laquelle définit l'approche adoptée par le gouvernement de l'Alberta en matière de gestion des terres et des ressources naturelles en vue d'atteindre les résultats économiques, environnementaux et sociaux attendus à long terme. L'ALSA envisage de modifier ou de révoquer certaines autorisations préalablement délivrées, notamment des permis, des licences, des approbations et des autorisations réglementaires, afin de réaliser ou de maintenir les objectifs ou les politiques découlant de la mise en œuvre des plans régionaux.

Le 22 août 2012, le gouvernement de l'Alberta a accordé le feu vert au Lower Athabasca Regional Plan (le « LARP »), le premier plan régional mis sur pied en vertu du cadre d'aménagement du territoire. Le LARP propose divers cadres de gestion de l'air, des sols, de l'eau et de la biodiversité qui intégreront peu à peu des limites et des mécanismes cumulatifs, en plus de déterminer les zones vouées à la conservation, au tourisme et aux activités récréatives.

La mise en œuvre du LARP et le respect de ses clauses pourraient avoir une incidence défavorable sur les biens et les projets que nous détenons actuellement dans le Nord de l'Alberta, notamment par suite de l'application de limites et de seuils environnementaux. En raison de la nature cumulative du LARP, son incidence sur les activités de Suncor pourrait être indépendante de notre volonté, dans la mesure où elle pourrait découler de restrictions imposées en réponse aux répercussions cumulatives des activités de mise en valeur exercées dans la région, et non seulement en réponse aux répercussions directes des activités de Suncor.

Permis d'utilisation des eaux d'Environnement Alberta

Nous dépendons actuellement de l'eau douce pour approvisionner nos activités du secteur Sables pétrolifères en eau à usage domestique et industriel que nous obtenons en vertu de permis d'utilisation délivrés par Environnement Alberta. Rien ne garantit que ces permis d'utilisation des eaux ne seront pas annulés ou que de nouvelles conditions ne viendront pas s'y ajouter. Rien ne garantit non plus que la Société n'aura pas à payer des frais pour sa consommation d'eau future et que ces frais

seront raisonnables. En outre, l'expansion des projets de la Société dépend de sa capacité à obtenir des permis pour l'utilisation d'eau additionnelle, et rien ne saurait garantir l'octroi de ces permis, à plus forte raison à des conditions favorables à Suncor, ni la disponibilité de cette eau additionnelle pouvant être détournée en vertu de tels permis.

Redevances

Les redevances subissent l'incidence des fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des taux de change, des charges opérationnelles et des dépenses en immobilisations, des modifications aux lois ou aux contrats de partage de la production (CPP) en vigueur, des changements découlant de l'audit de déclarations d'exercices antérieurs et de la survenance d'événements imprévus. Les questions dont le règlement avec des organismes de réglementation pourrait faire en sorte que les charges de redevance ou les redevances à payer diffèrent sensiblement des provisions actuellement inscrites comprennent les suivantes :

- Pour les activités minières de Suncor, la méthodologie d'évaluation du bitume est fondée sur les modalités de la convention modificatrice de Suncor, qui, imposent certaines limites sur la méthodologie provisoire d'évaluation du bitume récemment promulguée dans le but d'apporter des ajustements supplémentaires au titre de la qualité et du transport. Suncor a déposé des avis de non-conformité auprès du gouvernement de l'Alberta, faisant valoir que des ajustements raisonnables dans le calcul de la valeur du bitume de Suncor n'avaient pas été pris en considération par le gouvernement de l'Alberta comme l'autorisait la convention modificatrice de Suncor. Suncor a également déposé un avis d'arbitrage auprès du gouvernement de l'Alberta en vertu de la convention modificatrice de Suncor. Par ailleurs, un avis de non-conformité a été déposé par les propriétaires de la coentreprise Syncrude à l'égard de l'établissement de la valeur du bitume aux termes de ses conventions de 2008 conclues avec le gouvernement de l'Alberta.
- Suncor a également appelé de la révocation de certains coûts aux termes du nouveau régime de redevances de l'Alberta et de certains coûts aux termes des conventions de redevance de Terre-Neuve-et-Labrador, tels que les primes d'assurance.

La décision ultime dans ces affaires pourrait avoir une incidence significative sur les redevances futures payables aux gouvernements concernés et sur les charges de redevance de la Société.

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 et à d'autres incertitudes découlant de la souveraineté de gouvernements étrangers sur les activités internationales de la Société, qui peuvent notamment comprendre :

- les restrictions concernant les devises et les fluctuations du taux de change;
- la perte de revenus, de biens et de matériel par suite d'une expropriation, de la nationalisation, de guerres ou d'insurrections, et les risques géopolitiques et autres risques politiques;
- les hausses des taxes et impôts et des redevances gouvernementales;
- la conformité aux lois anticorruption actuelles et émergentes, notamment la *Foreign Corrupt Practices Act* des États-Unis, la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* du Canada et la *Bribery Act* du Royaume-Uni;
- les renégociations de contrats avec des entités gouvernementales ou quasi gouvernementales, notamment les risques associés aux négociations en cours avec la société pétrolière nationale de la Lybie au sujet de la période couverte par le cas de force majeure déclaré par Suncor aux termes de ses CEPP;
- les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères;
- des sanctions économiques et juridiques (par exemple, des restrictions contre des pays connaissant de la violence politique ou des pays qui, selon le gouvernement d'autres pays, commanditent le terrorisme).

En cas de différends touchant les activités étrangères de la Société, cette dernière pourrait être assujettie à la compétence exclusive de tribunaux étrangers ou pourrait ne pas être en mesure d'assujettir des ressortissants étrangers à la compétence d'un tribunal du Canada ou des États-Unis. En outre, par suite d'activités dans ces régions et de l'évolution permanente du cadre international régissant la responsabilité des sociétés et leur obligation de rendre des comptes à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être également exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international.

En réaction aux sanctions et à l'agitation politique grandissante en Syrie, Suncor a déclaré un cas de force majeure en décembre 2011, a rappelé ses expatriés et a cessé de comptabiliser la production provenant de la Syrie.

Depuis, les perspectives de la Société de reprendre ses activités en Syrie n'ont pas évolué. Par conséquent, au cours de 2012, Suncor a enregistré des pertes de valeur à l'égard de ses actifs en Syrie. Rien ne garantit la reprise des activités de Suncor ou leur atteinte des niveaux précédents, ni le moment où cela se produira, le cas échéant.

À l'heure actuelle, il est impossible de déterminer l'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou de la violence politique futures sur le secteur du pétrole et du gaz naturel, et plus particulièrement sur nos activités. Cette incertitude pourrait nuire à nos activités de façon imprévisible, notamment par des perturbations de l'approvisionnement de pétrole et des marchés du pétrole, surtout du pétrole brut, et la possibilité que les infrastructures, notamment les pipelines, les installations de production, les usines de traitement et les raffineries, soient des cibles directes d'un acte de terrorisme, de violence politique ou de guerre, ou en subissent des dommages indirects. À l'avenir, Suncor pourrait devoir engager des coûts importants pour protéger ses actifs contre les activités terroristes ou pour réparer les dommages que pourraient subir ses installations. Rien ne garantit que Suncor parviendra à se protéger efficacement contre ces risques et contre les conséquences financières susceptibles d'en découler.

Pannes opérationnelles et incidents majeurs en matière d'environnement et de sécurité

Chacun de nos principaux secteurs, à savoir les secteurs Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, exige des investissements considérables pour la conception, l'exploitation et l'entretien des installations, et comporte par conséquent des risques financiers supplémentaires liés à une exploitation fiable ou à une panne opérationnelle persistante. Nos secteurs sont également exposés à des risques liés à la performance en matière d'environnement et de sécurité, laquelle fait l'objet d'un examen rigoureux de la part des gouvernements, du public et des médias, ce qui pourrait entraîner une révocation temporaire des approbations réglementaires ou des permis ou l'incapacité de les obtenir ou, en cas d'incident majeur sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, des poursuites civiles ou des accusations à l'encontre de la Société.

En règle générale, l'exploitation de Suncor est soumise à des dangers et à des risques, comme les incendies, les explosions, les éruptions, les pannes d'électricité, les conditions hivernales rigoureuses et la migration de substances dangereuses, ou encore les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou la décharge de résidus dans les réseaux d'eau, qui peuvent causer l'interruption de l'exploitation, des blessures corporelles ou la mort, ou des

dommages aux biens, à l'équipement et à l'environnement ainsi qu'aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes.

L'exploitation fiable des installations de production et de traitement selon la cadence prévue, ainsi que la capacité de Suncor de produire des produits à valeur plus élevée, peut également se ressentir du défaut d'observer les procédures d'exploitation ou d'exercer ses activités dans le cadre des paramètres opérationnels prévus, de la défectuosité du matériel découlant d'un entretien insuffisant, d'une érosion ou d'une corrosion imprévue des installations, de défauts techniques ou de défauts de fabrication ou encore d'une pénurie de main-d'œuvre ou d'un arrêt de travail. La Société est également exposée à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants ou les attaques de réseaux.

Le bon fonctionnement des activités de Suncor dépend du matériel et des logiciels informatiques. Les systèmes d'information sont vulnérables aux atteintes à la sécurité des données par les pirates informatiques et les cyberterroristes. Nous comptons sur des mesures de sécurité reconnues par l'industrie et sur la technologie pour conserver en toute sécurité l'information confidentielle et les renseignements exclusifs stockés dans nos systèmes d'information. Cependant, ces mesures et cette technologie peuvent ne pas prévenir efficacement les atteintes à la sécurité. De plus, l'indisponibilité des systèmes d'information ou leur incapacité de donner les résultats escomptés pour une raison ou une autre pourrait perturber nos activités, entraîner une baisse du rendement et donner lieu à une augmentation des charges opérationnelles, ce qui pourrait se répercuter sur nos activités et nos résultats opérationnels. Toute interruption ou défaillance importante de nos systèmes d'information ou toute atteinte majeure à la sécurité pourrait nuire considérablement à nos activités et à nos résultats opérationnels.

En outre, certaines des activités opérationnelles de Suncor sont assujetties à tous les risques liés au transport, au traitement et au stockage du pétrole brut, du gaz naturel et des autres produits connexes. Les contraintes liées à la capacité pipelinière, combinées aux contraintes liées à la capacité des usines, pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité à produire de manière optimale. Des perturbations du service des pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix obtenus par Suncor, les activités de raffinage et les volumes des ventes, ou limiter notre capacité de livrer la production. Ces interruptions peuvent découler de l'incapacité du pipeline de fonctionner ou de la surabondance de charges d'alimentation dans le système, en excédent de la capacité du pipeline. Rien ne garantit

que des contraintes opérationnelles à court terme liées aux systèmes de pipeline découlant de l'interruption du pipeline ou d'une augmentation de l'offre de pétrole brut ne surviendront pas. De plus, les arrêts d'exploitation ou la fin des activités commerciales de nos clients de raffinage, qu'ils soient planifiés ou non, peuvent limiter notre capacité à livrer des matières premières. Tous ces événements peuvent avoir des conséquences négatives sur les ventes et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Pour le secteur Sables pétrolifères de Suncor, l'exploitation minière des sables pétrolifères, l'extraction du bitume des sables pétrolifères, la production de bitume au moyen de méthodes *in situ* et la valorisation de ce bitume pour en faire du pétrole brut synthétique et d'autres produits comportent des risques et incertitudes. Le secteur Sables pétrolifères peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts de production ou des restrictions sur sa capacité de produire des marchandises à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de ses systèmes constituants. Grâce à nos projets de croissance, la Société s'attend à atténuer les effets défavorables des systèmes interdépendants et à réduire les effets des arrêts complets d'usine sur la production et sur les flux de trésorerie. Par exemple, la Société s'attend à ce que le projet MNU stabilise les procédés de valorisation secondaires en offrant de la souplesse durant les travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

Des risques et des incertitudes sont associés aux activités en amont de Suncor, notamment tous les risques liés au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains miniers et de puits (y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues, la qualité du minerai ou la présence de sulfure d'hydrogène), l'épuisement prématuré des gisements, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits, d'autres accidents, et la pollution et d'autres risques environnementaux.

Les activités d'exploration et de production de Suncor comprennent des forages extracôtiers à Terre-Neuve-et-Labrador et dans la mer du Nord (notamment au large du Royaume-Uni et de la Norvège), qui sont des régions exposées aux ouragans et à d'autres conditions météorologiques extrêmes. Ces tempêtes peuvent endommager ou détruire les appareils de forage se trouvant dans ces régions, certains dommages pouvant ne pas être couverts par l'assurance. Les conséquences de ces événements catastrophiques (notamment des éruptions) qui se produisent sur les installations extracôtiers peuvent se traduire par des réparations longues et laborieuses. La manifestation de ces événements pourrait entraîner l'interruption du forage et des activités, des dommages au

matériel ou sa destruction, ou des blessures graves ou mortelles au personnel de forage. La réussite de la remise en état des lieux peut être compromise en raison des profondeurs, des pressions et de la température froide de l'océan, de l'absence du matériel ou des spécialistes nécessaires pour travailler dans ces conditions, ou l'absence d'une technologie appropriée. Ces activités extracôtières peuvent causer des dommages à l'environnement (des déversements de pétrole en particulier), des feux non maîtrisés ou des décès. Les activités extracôtières de Suncor peuvent également être assujetties aux actions de ses agents contractuels qui ont causé des événements catastrophiques semblables à leurs installations, ou peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtières d'un tiers. Dans les deux cas, cette situation peut donner lieu à une responsabilité, des dommages au matériel de la Société, des préjudices personnels, forcer la fermeture de ses installations ou l'arrêt de ses activités, ou entraîner une pénurie de matériel approprié ou de spécialistes nécessaires à l'exécution des activités prévues.

Les principaux impacts saisonniers touchant le secteur Côte Est du Canada sont causés par les tempêtes hivernales, la banquise, les icebergs et le brouillard. Pendant la saison des tempêtes hivernales (d'octobre à mars), la Société pourrait devoir réduire les taux de production à ses installations extracôtières en raison d'une capacité de stockage limitée et de l'incapacité de décharger les pétroliers navettes du fait de la hauteur des vagues. Durant la période printanière, en raison de la présence de la banquise et d'icebergs qui dérivent jusque dans la zone des installations extracôtières, nous avons interrompu par précaution la production du navire PSD et connu des retards de forage. À la fin du printemps et au début de l'été, le brouillard a également eu une incidence sur notre capacité à déplacer le personnel des installations extracôtières par hélicoptère. En 2012, les intempéries ont retardé les travaux entrepris par la Société pour rebrancher les conduites aux centres de forage à Terra Nova une fois le programme de maintenance à quai visant le navire PSD achevé.

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor est soumis à tous les risques habituellement liés 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 attribuables à la défectuosité de l'équipement, l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, ou d'autres incidents.

Les pertes découlant de l'occurrence de l'un ou l'autre des risques susmentionnés pourraient avoir une incidence

défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor. Bien que la Société mette en œuvre un programme de gestion des risques qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une garantie suffisante dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. Il est possible que notre couverture d'assurance ne soit pas suffisante pour couvrir les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte provenant de nos activités extracôtières. Suncor a également créé une société d'assurance captive en vue de fournir une couverture supplémentaire à l'égard des pertes opérationnelles éventuelles.

Non-respect de la réglementation en matière d'environnement, de santé et de sécurité

La Société doit se conformer à un grand nombre de règlements en matière d'environnement, de santé et de sécurité aux termes de diverses lois et de divers règlements au Canada, aux États-Unis et au Royaume-Uni, ainsi qu'à d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux, dont certains sont décrits à la rubrique « Situation dans l'industrie – Réglementation environnementale » de la notice annuelle de 2012. Le défaut de se conformer à cette réglementation pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou de sanctions, la censure, 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 opérationnels et nos flux de trésorerie. La perte de personnel qualifié, le caractère inapproprié de nos processus internes et l'audit de conformité peuvent également avoir une incidence sur les questions de conformité.

Exécution de projets

Il existe certains risques liés à l'exécution de nos grands projets et à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations au sein de nos actifs existants. La matérialisation de l'un ou l'autre de ces risques pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor.

Les risques liés à l'exécution de grands projets comprennent trois risques connexes principaux :

- Ingénierie – un défaut dans les cahiers de charges, la conception ou le choix de technologie;
- Construction – le défaut de construire un projet dans les délais approuvés et selon les coûts convenus;

- Mise en service et démarrage – l’incapacité des installations d’atteindre les cibles de performance établies, notamment les charges opérationnelles, l’efficacité, le rendement et les frais d’entretien.

La direction est d’avis que l’exécution de grands projets ose des problèmes qui nécessitent une gestion prudente des risques. Suncor pourrait fournir des estimations de coûts pour les projets majeurs à l’étape de la conception, avant le début ou la fin de la conception, et des études techniques détaillées finales afin de réduire la marge d’erreur de ces estimations des coûts. Par conséquent, les coûts réels peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être importantes. L’exécution de projets peut également subir l’incidence des facteurs suivants :

- le défaut de se conformer au modèle de mise en œuvre de projets de Suncor;
- la disponibilité, l’ordonnement et le coût des matériaux, de l’équipement et du personnel qualifié;
- la complexité associée à l’intégration et à la gestion du personnel de l’agent contractuel et des fournisseurs dans une zone de construction confinée;
- la capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d’ordre réglementaire requises;
- 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;
- 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.

De plus, il existe certains risques liés à l’exécution de nos projets d’exploration, de production et de raffinage. Ces risques comprennent les facteurs suivants :

- la capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d’ordre réglementaire requises;
- 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;
- l’exactitude des estimations de coûts des projets;
- notre capacité de financer la croissance;
- notre capacité de trouver ou de mener à bien des transactions stratégiques;
- 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, qui pourraient retarder l’atteinte des objectifs.

Si les dépenses n’étaient pas autorisées ou que les travaux de construction n’avaient pas lieu relativement à un projet, Suncor pourrait devoir engager des coûts supplémentaires liés à l’arrêt du projet, notamment les coûts liés à l’abandon et à la remise en état, et ces coûts pourraient être importants.

Réputation de la Société

La perception du public à l’égard des sociétés pétrolières et gazières intégrées et de leurs activités pourrait compromettre les approbations requises pour la mise en valeur et l’exploitation, ou encore restreindre l’accès aux marchés pour les produits, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor.

La mise en valeur des sables pétrolifères a occupé une place importante au sein des récents discours et commentaires formulés par les politiciens, les médias et les activistes au sujet du transport par pipeline, des changements climatiques, des émissions de GES, de l’utilisation de l’eau et des dommages causés à l’environnement. Cette situation pourrait nuire directement ou indirectement à la rentabilité de nos projets d’exploitation des sables pétrolifères en cours et à la viabilité de nos projets futurs de différentes manières, notamment :

- en créant une incertitude réglementaire importante qui remettrait en question le modèle économique des projets futurs et risquerait de retarder l’obtention des approbations;
- en motivant l’adoption, par les autorités gouvernementales, d’une réglementation extraordinaire en matière d’environnement et d’émissions à l’égard de

ces projets, qui pourrait modifier la conception des installations et les exigences opérationnelles, ce qui risquerait d'accroître les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon;

- en incitant les gouvernements et d'autres entreprises consommatrices à exiger l'adoption de lois ou de politiques limitant les achats du pétrole brut produit à partir des sables pétrolifères d'Athabasca, ce qui aurait pour effet de restreindre les marchés pour ce pétrole brut et de réduire son prix.

Des préoccupations comme celles mentionnées plus haut pourraient nuire à notre réputation et restreindre notre capacité à acheminer nos produits ou à accéder à des terrains et à des partenariats à l'étranger. En conséquence, les investisseurs pourraient accorder une valeur moindre aux actions de Suncor, ce qui ferait diminuer la valeur de la Société ou pourrait nuire à sa capacité d'influer sur la politique gouvernementale.

Approbatons des permis

Avant d'entreprendre la majorité de nos projets majeurs, y compris d'importants réaménagements de nos activités actuelles, Suncor doit obtenir des permis et des approbations des autorités de réglementation fédérales, provinciales ou étatiques. Suncor doit également obtenir les permis nécessaires à l'exploitation de certains actifs. Ces processus peuvent notamment comporter la consultation des parties intéressées, des évaluations des répercussions environnementales et des audiences publiques. En outre, les approbations des autorités de réglementation peuvent être assorties de conditions, dont des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. L'incapacité d'un tiers d'obtenir l'approbation d'ordre réglementaire nécessaire à l'égard d'un projet d'infrastructure partagée pourrait également avoir des répercussions indirectes sur Suncor.

Le défaut d'obtenir les approbations des autorités de réglementation ou le défaut de les obtenir au moment opportun à des conditions satisfaisantes pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et des hausses de coûts, qui pourraient tous avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de Suncor.

Pénurie de travailleurs qualifiés et de ressources

L'exploitation réussie de Suncor et sa capacité d'intensifier ses activités dépendront de la disponibilité de travailleurs qualifiés et de matériel adéquat, de même que de la concurrence livrée à cet égard. Nous pourrions avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de nos activités actuelles et futures. Le risque pourrait se

manifeste principalement par l'impossibilité de recruter du nouveau personnel, sans compromettre le talent, de former, de perfectionner et de conserver un personnel qualifié et expérimenté, sans qu'il y ait un nombre exceptionnellement élevé de départs, et de permettre aux employés de concilier leur vie professionnelle et personnelle et de gagner une rémunération concurrentielle. Le marché du travail en Alberta est particulièrement limité en raison de la croissance du secteur des sables pétrolifères. Le vieillissement de nos effectifs ajoute de la pression à cette situation. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint compte tenu de l'effectif réduit à de nombreuses installations de fabrication. Ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur notre capacité d'exercer nos activités de manière efficace et sécuritaire et de réaliser tous nos projets dans le respect des délais et du budget prévus.

Capacité de changement

Pour atteindre ses objectifs, Suncor doit maintenir une exploitation efficace, fiable et sécuritaire, tout en menant des projets de croissance et de maintien de manière sécuritaire, dans le respect des délais et du budget établis. La capacité d'équilibrer ces deux objectifs est primordiale pour Suncor, si elle veut offrir une valeur ajoutée à ses actionnaires et aux autres parties intéressées. Ces objectifs exigent la mise en œuvre d'un grand nombre d'initiatives d'amélioration qui se livrent concurrence pour les ressources, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société s'il y avait une sélection inadéquate des demandes liées aux projets ou une prise en compte non exhaustive des impacts cumulatifs d'initiatives antérieures ou parallèles sur le personnel, les processus et les systèmes. Il est possible que ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements.

Gestion des coûts

La production tirée des sables pétrolifères au moyen de l'exploitation minière, de la valorisation et de la récupération *in situ* constitue, par rapport à la plupart des principales réserves d'hydrocarbure classiques, une ressource qui exige des coûts plus élevés pour la mise en valeur et la production. Suncor est assujettie au risque de voir croître ses charges opérationnelles, aussi bien pour ses activités d'exploitation de sables pétrolifères que pour ses autres activités, ce qui pourrait nuire à la rentabilité et réduire les flux de trésorerie destinés à la croissance ou aux paiements de dividendes, et de voir augmenter les dépenses en immobilisations liées aux projets majeurs, ce qui pourrait limiter sa capacité de mener à bien des projets prometteurs comportant des charges

opérationnelles moins élevées. Les facteurs qui contribuent à ces risques englobent la pénurie de main-d'œuvre qualifiée et de ressources, le succès à long terme des technologies *in situ* existantes et nouvelles, ainsi que la géologie et la caractérisation des réserves *in situ* qui peuvent produire des rapports vapeur/pétrole plus élevés et une production plus faible.

Gestion des coentreprises

Suncor a conclu des partenariats et des ententes contractuelles avec des tiers en ce qui concerne des projets où d'autres entités exploitent des actifs dans lesquels Suncor détient une participation ou d'autres intérêts. La dépendance de Suncor envers ses copropriétaires et sa capacité limitée d'influer sur les activités et les coûts connexes pourraient avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière, ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie. Le succès et le déroulement selon l'échéancier des activités de Suncor à l'égard des actifs exploités par des tiers, ou mis en valeur conjointement avec d'autres, sont tributaires de nombreux facteurs qui sont indépendants du contrôle de Suncor, notamment le calendrier de paiement et le montant des dépenses en immobilisations, le calendrier de paiement et le montant des charges opérationnelles et des frais de maintenance, l'expertise de l'exploitant, les ressources financières, les pratiques en matière de gestion des risques, l'approbation des autres participants et le choix des technologies.

Ces copropriétaires pourraient avoir des objectifs et des intérêts qui ne concordent pas avec ceux de Suncor et qui

pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. D'importantes décisions en matière d'investissement touchant des actifs détenus conjointement peuvent nécessiter l'intervention d'une entente entre les copropriétaires, tandis que certaines décisions opérationnelles peuvent être prises à la seule appréciation de l'exploitant des actifs concernés. Bien que les partenaires cherchent généralement à obtenir un consensus à l'égard des principales décisions qui doivent être prises au chapitre de l'orientation et de l'exploitation des actifs et de l'élaboration de projets, rien ne garantit que les demandes et les attentes futures de l'une ou l'autre des parties seront respectées de façon satisfaisante ou en temps opportun. Notre incapacité à satisfaire aux demandes ou aux attentes de l'une ou l'autre des parties pourrait avoir des répercussions sur notre participation dans l'exploitation des actifs ou dans l'élaboration des projets concernés, sur notre capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires, ainsi que sur le calendrier d'exécution des différentes activités visées. De plus, des différends pourraient découler des engagements pris au sujet du calendrier ou des investissements liés aux projets conjoints, ce qui pourrait nuire considérablement au développement de tels projets ainsi qu'aux affaires et aux activités opérationnelles de Suncor.

Autres facteurs de risque

Une discussion détaillée sur des facteurs de risque additionnels est présentée dans notre notice annuelle de 2012 ou rapport sur formulaire 40-F déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

12. AUTRES ÉLÉMENTS

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Selon leur évaluation au 31 décembre 2012, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 décembre 2012, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). 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.

En raison de l'agitation politique qu'a connue la Libye et des événements qui ont cours en Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de tous ses actifs dans ces pays et ne peut déterminer si certaines de ses installations s'y trouvant ont été endommagées. Suncor évalue de façon continue l'environnement de contrôle dans ces pays, dans la mesure où les lois applicables le permettent, et elle ne croit pas que les changements survenus dans ces pays ont eu une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'ensemble.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012 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 compris dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes internes à l'égard de l'information financière ne permettent pas d'éviter ou de repérer les anomalies. De plus, les contrôles efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers

13. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat opérationnel, le RCI, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures hors PCGR sont calculées et présentées de façon uniforme d'une période à l'autre. Des éléments d'ajustement particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat opérationnel pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière consolidée » du présent rapport de gestion.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le résultat net et le résultat opérationnel pour les cinq derniers exercices de Suncor. Le résultat opérationnel des exercices 2008 et 2009 est présenté selon le référentiel comptable antérieur, et il reflète un ajustement apporté au résultat opérationnel présenté précédemment dans le but de tenir compte de l'incidence des frais de démarrage liés aux projets et de l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération fondée sur des actions, dont le calcul du résultat opérationnel ne tenait pas compte auparavant.

(en millions de dollars)	2012	2011	2010	2009	2008
Résultat net présenté	2 783	4 304	3 829	1 146	2 137
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(157)	161	(372)	(798)	852
Pertes de valeur et sorties	2 176	629	306	42	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	88	442	—	4	—
Perte (profit) sur cessions importantes	—	107	(826)	39	—
Ajustements de provisions au titre des actifs acquis dans le cadre de la fusion	—	31	68	97	—
Variation de la juste valeur des dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques, déduction faite des montants réalisés	—	—	(233)	499	(372)
Nouvelle détermination de la participation directe dans Terra Nova	—	—	(166)	24	—
Modification de la méthodologie d'évaluation du bitume	—	—	(51)	50	—
Frais de fusion et d'intégration	—	—	79	151	—
Profit lié au règlement effectif d'un contrat préexistant avec Petro-Canada	—	—	—	(438)	—
Frais liés au report de projets de croissance	—	—	—	299	—
Résultat opérationnel	4 890	5 674	2 634	1 115	2 617

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat opérationnel par rapport à la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Les facteurs représentent les écarts après impôt et tiennent compte de l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat opérationnel qui suit l'analyse de rapprochement dans une rubrique particulière du rapport de gestion. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

Le facteur lié aux volumes est calculé en fonction des volumes de production et de la composition de la production des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production, ainsi qu'en fonction du volume des ventes du secteur Raffinage et commercialisation.

Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits opérationnels et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.

Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume des actifs en amont en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des frais de démarrage liés aux projets, et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks).

Le facteur lié aux charges de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de l'incidence de la variation des taux réglementaires, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition des investissements de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne, sur 13 mois, du solde du capital investi au début de la période de 12 mois et des soldes de fin de mois du capital investi durant le reste de la période de 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets majeurs en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts capitalisés se rapportant aux projets majeurs qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en

voie d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs opérationnels.

Exercices clos les 31 décembre						
(en millions de dollars, sauf indication contraire)						
	2012	2011	2010	2009	2008	
Ajustements du résultat net						
Résultat net	2 783	4 304	3 829	1 146	2 137	
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :						
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(157)	161	(372)	(858)	852	
Charge d'intérêts nette	41	83	327	349	—	
A	2 667	4 548	3 784	637	2 989	
Capital investi – début de la période de 12 mois						
Dette nette	6 976	11 254	13 516	7 226	3 248	
Capitaux propres	38 600	35 192	32 485	14 523	11 896	
D	45 576	46 446	46 001	21 749	15 144	
Capital investi – fin de la période de 12 mois						
Dette nette	6 632	6 976	11 254	13 377	7 226	
Capitaux propres	39 223	38 600	35 192	34 111	14 523	
	45 855	45 576	46 446	47 488	21 749	
Capital moyen investi ¹⁾	B	45 342	44 956	46 075	35 128	18 447
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	5,9	10,1	8,2	1,8	16,2
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours						
C	8 729	12 106	12 890	10 655	5 149	
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	7,3	13,8	11,4	2,6	22,5

1) Le capital moyen investi pour les exercices 2009 à 2012 correspond à la moyenne, sur 13 mois, du solde du capital investi au début de la période de 12 mois et des soldes de fin de mois du capital investi durant le reste de la période de 12 mois. Le capital moyen investi pour 2008 est calculé selon une moyenne simple (B+D)/2. Cette modification du calcul a été apportée pour tenir compte de l'important capital investi acquis par suite de la fusion avec Petro-Canada en 2009. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et des paiements relatifs aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat, qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité d'une période à l'autre.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Exploration et production			Raffinage et commercialisation		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Résultat net	458	2 603	1 520	138	306	1 938	2 129	1 726	819
Ajustements pour :									
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	3 964	1 374	1 310	1 857	2 035	1 978	468	444	440
Impôt sur le résultat différé	266	895	487	28	354	196	529	494	269
Augmentation des passifs	109	85	130	62	69	103	4	3	2
(Profit) perte de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	(316)	—	—	—	(1)	3	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(29)	122	14	(1)	31	(998)	(13)	(16)	(30)
Rémunération fondée sur des actions	95	(35)	55	14	(4)	24	48	(21)	39
Frais de prospection	—	—	—	145	28	96	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(380)	(458)	(375)	(32)	(19)	(23)	(21)	(19)	(19)
Autres	(76)	(14)	(48)	16	46	11	7	(40)	18
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	4 407	4 572	2 777	2 227	2 846	3 325	3 150	2 574	1 538
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(781)	(676)	(890)	(205)	398	(320)	(485)	600	(260)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 626	3 896	1 887	2 022	3 244	3 005	2 665	3 174	1 278

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social, négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Résultat net	58	(331)	(448)	2 783	4 304	3 829
Ajustements pour :						
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	161	99	75	6 450	3 952	3 803
Impôt sur le résultat différé	(80)	(99)	(201)	743	1 644	751
Augmentation des passifs	7	—	—	182	157	235
(Profit) perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(181)	183	(426)	(181)	183	(426)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	11	(43)	31	10	(40)	(285)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	(1)	39	(44)	136	(975)
Rémunération fondée sur des actions	57	(42)	(5)	214	(102)	113
Frais de prospection	—	—	—	145	28	96
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	—	—	(433)	(496)	(417)
Autres	(71)	(12)	(49)	(124)	(20)	(68)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(39)	(246)	(984)	9 745	9 746	6 656
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	572	(80)	300	(899)	242	(1 170)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	533	(326)	(684)	8 846	9 988	5 486

Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour les cinq derniers exercices de Suncor. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles des exercices 2008 et 2009 sont présentés selon le référentiel comptable antérieur.

(en millions de dollars)	2012	2011	2010	2009	2008
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	8 846	9 988	5 486	2 575	4 462
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors trésorerie	899	(242)	1 170	224	(405)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	9 745	9 746	6 656	2 799	4 057

Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et les coûts des charges d'alimentation du gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire, iii) la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits opérationnels, et iv) l'incidence de la variation de l'évaluation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	5 375	5 169	4 537
Moins les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(513)	(529)	(473)
Moins les autres coûts non liés à la production ¹⁾	(338)	(275)	(305)
Autres ajustements ²⁾	(129)	(10)	32
Charges opérationnelles décaissées	4 395	4 355	3 791
Charges opérationnelles décaissées (\$/baril)	37,05	39,05	36,70

- 1) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, les frais de recherche, les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et le coût des charges d'alimentation liés au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.
- 2) Le poste « Autres ajustements » rend compte de l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks et des produits opérationnels liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

En 2012, le calcul des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères a été modifié pour mieux rendre compte des coûts de production décaissés. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités en conséquence. Le coût des charges d'alimentation du gaz naturel destiné aux procédés de valorisation secondaire, le coût du diluant acheté aux fins de l'acheminement du produit vers les marchés et les coûts sans incidence sur la trésorerie liés à l'augmentation du passif au titre des provisions pour le démantèlement et la remise en état ne sont plus inclus dans les charges opérationnelles décaissées. Certaines charges décaissées liées à des programmes de sécurité qui étaient auparavant considérées comme des coûts non liés à la production sont à présent incluses dans les charges opérationnelles décaissées. Le tableau qui suit présente un rapprochement des montants présentés antérieurement et des montants présentés dans le présent rapport de gestion :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Charges opérationnelles décaissées, montant déjà établi	4 479	3 990
Éléments ajoutés au calcul des charges opérationnelles décaissées :		
Programmes de sécurité	33	18
Éléments supprimés du calcul des charges opérationnelles décaissées :		
Coût des charges d'alimentation du gaz naturel destiné aux procédés de valorisation secondaire	(53)	(49)
Augmentation des passifs	(64)	(93)
Diluant acheté	(40)	(75)
Charges opérationnelles décaissées après retraitement, montant présenté dans le présent rapport de gestion	4 355	3 791
Charges opérationnelles décaissées, montant déjà établi (\$/baril)	40,20	38,65
Charges opérationnelles décaissées après retraitement, montant présenté dans le présent rapport de gestion (\$/baril)	39,05	36,70

Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti sur le résultat net du secteur Raffinage et commercialisation

Les PCGR exigent que l'évaluation des stocks soit faite selon la méthode du premier entré, premier sorti (PEPS). Pour Suncor, cette exigence se traduit par un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions de marché actuelles, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflètent les conditions de marché lors de l'achat des matières premières. Ce décalage entre l'achat et la vente peut se prolonger sur une période allant de plusieurs semaines à plusieurs mois et est influencé par les délais de livraison du brut après l'achat (qui peuvent atteindre plusieurs semaines dans le cas du brut extracôtier de provenance étrangère), par les niveaux des stocks de brut régional, par l'achèvement des procédés de raffinage, par le temps de transport jusqu'aux circuits de distribution et par les niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

Suncor prépare et présente une estimation de l'incidence de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). La direction utilise cette information pour analyser la performance opérationnelle de la société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

Généralement, en période d'appréciation du brut, l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS a une incidence plus favorable sur le résultat net qu'une évaluation des stocks au moyen de la méthode DEPS, puisque des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé sont remplacés par des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé. À l'inverse, en période de dépréciation du brut, l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS a généralement une incidence défavorable sur le résultat net comparativement à une évaluation des stocks au moyen de la méthode du DEPS, étant donné que des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé sont remplacés par des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé.

L'estimation par la Société de l'incidence de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS au lieu de la méthode d'évaluation DEPS relève d'un calcul relativement simple qui consiste à remplacer le coût des marchandises vendues comptabilisé d'après la méthode PEPS par le coût d'achat moyen en vigueur pendant cette période. Cette estimation n'inclut pas tous les éléments dont pourrait tenir compte une évaluation des stocks plus complexe et plus précise qui serait effectuée selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis. L'estimation de la Société ne provient pas d'un calcul normalisé et, par conséquent, il est peu probable qu'elle soit comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elle ne doit donc pas être prise en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR ou les PCGR des États-Unis.

14. MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs, et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière des informations qui étaient à notre disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; 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 les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres 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 ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats opérationnels et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue » et autres expressions analogues.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

Les attentes de Suncor en ce qui concerne les volumes de production et le rendement de ses actifs existants, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- la production tirée de Firebag atteindra 180 000 b/j au cours du prochain exercice;
 - le projet MNU permettra d'augmenter la capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'environ 10 % et de stabiliser l'utilisation des procédés de valorisation secondaire en offrant une certaine souplesse opérationnelle pendant les travaux de maintenance;
 - la capacité de production à Hebron s'établira à 150 000 b/j, la production des premiers barils de pétrole étant attendue pour la fin de 2017;
 - la puissance brute installée augmentera de 140 MW provenant des projets de parc éolien Adelaide et Cedar Point, tandis que la production des installations de traitement centralisé de MacKay River s'accroîtra pour passer, d'ici 2015, à 38 000 b/j;
 - les travaux d'injection de vapeur étant terminés, la production de pétrole commencera aux puits de MacKay River au cours du premier trimestre de 2013;
 - la production aux puits de pétrole de Golden Eagle débutera à la fin de 2014 ou au début de 2015.
- La durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés en ce qui a trait aux éléments suivants :
- les travaux de rénovation de l'usine d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 qui seront effectués vers la fin du premier trimestre de 2013, celle-ci devant être hors service pendant environ 14 semaines;
 - la baisse de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux qu'entraînera la rénovation de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1, qui sera partiellement compensée par la capacité d'hydrotraitement additionnelle qui sera fournie par le projet MNU;
 - les travaux de maintenance aux installations de valorisation 1 qui seront effectués au cours du deuxième trimestre de 2013 et qui dureront environ sept semaines, et la prévision de Suncor qu'aucune production ne sera tirée de l'usine de valorisation 1 pendant cette période;
 - les travaux de maintenance qu'effectuera Suncor à l'une des installations de traitement centralisé de Firebag pendant les travaux de maintenance à l'usine de valorisation 1;
 - les travaux de maintenance aux installations de l'usine de valorisation 2 de Suncor qui seront menés au troisième trimestre de 2013 et qui devraient avoir une incidence sur la production de pétrole brut synthétique;
 - la mise en service du troisième centre de forage à Terra Nova qui aura lieu au cours du troisième trimestre de 2013;

- les travaux de maintenance périodiques annuels qui seront effectués à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard aux deuxième et troisième trimestres de 2013;
- les travaux de maintenance qui seront effectués à la raffinerie d'Edmonton, soit des travaux d'une durée estimative de cinq semaines visant le train de pétrole brut lourd sulfureux au deuxième trimestre de 2013 et des travaux d'une durée estimative de deux semaines visant l'unité de traitement du brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2013;
- les travaux de maintenance d'une durée prévue de six semaines qui seront menés à l'égard de l'une des unités de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia au troisième trimestre de 2013.

Les prévisions de Suncor concernant les dépenses en immobilisations et les projets de croissance et ses autres projets, considérant le fait que :

- le coût total de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag sera inférieur d'environ 15 % au coût estimatif annoncé de 2,0 G\$;
- les dépenses en immobilisations de croissance pour 2013 seront affectées principalement à des projets à rendement élevé;
- les dépenses en immobilisations de croissance du secteur Raffinage et commercialisation seront affectées principalement à des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir des charges d'alimentation en pétrole brut provenant de l'ouest canadien;
- les partenaires du projet d'exploitation minière Fort Hills prendront une décision quant à l'autorisation des dépenses liées au projet au cours du deuxième semestre de 2013, et sous réserve de cette autorisation et si les partenaires l'approuvent, la Société entreprendra les premières activités de mise en valeur, notamment les plans d'ingénierie détaillés, l'acquisition d'équipement et de matériel en vrac, et l'aménagement du site;
- les deux premiers des quatre réservoirs de stockage à Hardisty, en Alberta, seront reliés au système principal d'Enbridge en 2013;
- l'achèvement du pipeline isolé permettra le transport du bitume depuis le site de Firebag jusqu'au terminal d'Athabasca de la Société sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un diluant à compter du deuxième trimestre de 2013;
- la Société procédera à l'acquisition de nouvelles données sismiques en 2013 et à de nouveaux forages d'évaluation en 2014 dans la zone Beta;
- les estimations des coûts, les dates d'achèvement des travaux ciblées et le détail des projets, qui sont fournis aux rubriques « Mise à jour concernant les projets de croissance d'envergure » et « Autres projets d'investissement », doivent être respectés;
- le projet de tirer parti et de prolonger la vie productive des infrastructures extracôticières existantes en menant des activités de forage dans des zones adjacentes aux champs productifs, tels que le projet Hibernia sud, les projets d'extension à White Rose et la zone Northern Terrace du champ Buzzard.

La stratégie de Suncor pour 2013, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- l'intention de Suncor de poursuivre le redéveloppement des champs existants en Libye et de reprendre ses activités de prospection dans ce pays;
- l'intention de Suncor de concentrer ses efforts sur l'optimisation de ses actifs actuels du secteur Sables pétrolifères par l'aménagement de nouvelles infrastructures qui accroîtront la souplesse commerciale et la capacité de transport régionale en 2013, et les projets de désengorgement qui devraient se traduire par des économies de coûts et des gains de production dans le secteur Sables pétrolifères;
- le portefeuille de projets technologiques in situ de la Société, lequel devrait s'avérer un levier d'amélioration de la production et de l'efficacité actuelles tout en générant de futurs débouchés, et l'orientation de ce portefeuille sur des défis concernant aussi bien les mines souterraines que les mines à ciel ouvert;
- les initiatives en matière de gestion de l'excellence opérationnelle de Suncor, grâce auxquelles elle continuera d'optimiser l'utilisation de ses installations et d'accroître la productivité de la main-d'œuvre en 2013;
- la décision qui sera prise relativement au projet Voyageur d'ici la fin du premier trimestre de 2013;
- l'accent qui sera mis en 2013 par la Société sur l'intégration de la raffinerie de Montréal au réseau de raffineries terrestres et ses projets entourant le transport du pétrole brut provenant de l'Ouest canadien vers la raffinerie;

Autres éléments :

- le projet de Suncor de chercher des occasions de se départir d'actifs non essentiels de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres) qui répondent à ses objectifs financiers.

- la prévision de la Société selon laquelle la croissance des ventes en gros contrebalancera la concurrence de plus en plus vive et les fluctuations de la demande dans les principaux marchés de la vente au détail du secteur Raffinage et commercialisation de Suncor;
- l'évaluation par la Société de l'avis qu'elle a reçu de l'ARC concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés relatifs à Buzzard et sa conviction qu'elle sera en mesure de faire valoir sa position fiscale initiale, de sorte qu'aucun impôt supplémentaire ne sera exigible;
- l'évaluation par la Société de la dépréciation des actifs en Syrie, y compris les pertes de valeur comptabilisées en 2012 et la valeur comptable de ces actifs au 31 décembre 2012;
- l'évaluation par la Société de la situation qui a cours en Libye, y compris les pertes de valeur comptabilisées en 2011;
- le fait que la direction soit d'avis que Suncor disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations d'une valeur de 7,3 G\$ prévu pour 2013 et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme grâce à ses soldes de trésorerie et à ses placements à court terme existants, aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qu'elle générera, aux facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi qu'aux émissions de papier commercial et aux émissions de débetures ou de billets à long terme auxquelles elle procédera, et qu'elle pourra obtenir, au besoin, suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises;
- le fait que la direction soit d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- la prévision de la Société selon laquelle l'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois et toutes les contreparties aux placements devraient avoir une notation élevée;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé dont qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa situation financière ou ses résultats financiers, notamment sur sa situation de trésorerie ou ses sources de financement.

Les énoncés et les 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 propres 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; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; notre dépendance à l'égard de la capacité de production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; les charges opérationnelles soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait 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 dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt 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); le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques de nature politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités opérationnelles en Libye et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions ou des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des

actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; des risques et des incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de nos raffineries et de nos centres de distribution.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; 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 mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite d'attaques de pirates informatiques ou de cyberterroristes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en

découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; 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; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades

préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. 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 de 2012 datée du 1^{er} mars 2013 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission 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 Normes internationales d'information financière, telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board, et aux principes comptables généralement reconnus du Canada, tels qu'ils figurent dans la Partie I du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Ils comprennent certains montants fondés sur des estimations et des jugements.

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 méthodes comptables qui ont été adoptées par la direction. Dans le cas où il existe d'autres méthodes comptables, la direction a retenu celles 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.

Le comité d'audit du conseil d'administration, actuellement composé de cinq 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 consultants de réserves indépendants. 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 et des ressources, 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.l., peuvent communiquer en tout temps avec la Société, le comité d'audit et le conseil d'administration.



Steve W. Williams
Président et chef de la direction



Bart W. Demosky
Chef des Finances

Le 26 février 2013

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 des règles 13a-15(f) et 15d-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 2012 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 2012. 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'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012 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.



Steve W. Williams
Président et chef de la direction



Bart W. Demosky
Chef des Finances

Le 26 février 2013

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

Aux actionnaires de Suncor Énergie Inc.

Nous avons effectué les audits intégrés des états financiers consolidés de Suncor Énergie Inc. pour les exercices 2012 et 2011 et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2012. Nos opinions, fondées sur nos audits, sont présentées ci-après.

Rapport sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. (la « Société »), qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2012 et 2011 et les états consolidés du résultat global et de la variation des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, ainsi que les notes annexes constituées d'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

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 Normes internationales d'information financière telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board, 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 nos audits. Nous avons effectué nos audits 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 au cours de nos audits 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 2012 et 2011, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 conformément aux Normes internationales d'information financière telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board.

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 2012 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 pour le contrôle interne à l'égard de l'information financière

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.

L'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière comporte l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'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 l'évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre d'autres procédures 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 entité 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. 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 inscrites comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de l'entité ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et des administrateurs de l'entité; iii) et 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 2012 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le COSO.

(signé) « PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. »

Comptables agréés

Calgary (Alberta)

Le 26 février 2013

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 6)	38 208	38 339
Autres produits (note 7)	408	453
	38 616	38 792
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	17 101	17 725
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (notes 8 et 25)	8 948	8 424
Transport	685	736
Dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur (note 9)	6 450	3 952
Prospection	309	116
(Profit) perte à la cession d'actifs	(44)	136
Frais de démarrage de projets	60	163
Charges de financement (note 10)	66	471
	33 575	31 723
Résultat avant impôt	5 041	7 069
Impôt sur le résultat (note 11)		
Exigible	1 515	1 121
Différé	743	1 644
	2 258	2 765
Résultat net	2 783	4 304
Autres éléments du résultat global		
Ajustement de différences de conversion	(16)	230
Différences de conversion reclassées en résultat net	—	14
Couvertures de flux de trésorerie reclassées en résultat net	(1)	—
Pertes actuarielles des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 63 \$ (117 \$ en 2011)	(177)	(339)
Autres éléments du résultat global	(194)	(95)
Résultat global	2 589	4 209
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 12)		
De base	1,80	2,74
Dilué	1,79	2,67
Dividendes en trésorerie	0,50	0,43

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars)	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents (note 13)	4 393	3 803
Créances	5 244	5 412
Stocks (note 15)	3 743	4 205
Impôt sur le résultat à recouvrer	799	704
Total de l'actif courant	14 179	14 124
Immobilisations corporelles, montant net (note 16)	55 458	52 589
Prospection et évaluation (note 17)	3 284	4 554
Autres actifs (note 18)	320	311
Goodwill et autres immobilisations incorporelles (note 19)	3 128	3 139
Actifs d'impôt différé (note 11)	80	60
Total de l'actif	76 449	74 777
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme (note 20)	776	763
Tranche courante de la dette à long terme (note 20)	311	12
Dettes et charges à payer	6 469	7 755
Tranche courante des provisions (note 23)	856	811
Impôt à payer	1 170	969
Total du passif courant	9 582	10 310
Dette à long terme (note 20)	9 938	10 004
Autres passifs non courants (note 21)	2 310	2 392
Provisions (note 23)	4 933	3 752
Passifs d'impôt différé (note 11)	10 463	9 719
Capitaux propres	39 223	38 600
Total du passif et des capitaux propres	76 449	74 777

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Approuvé au nom du conseil d'administration :

Steve W. Williams

Steve W. Williams
Administrateur

Le 26 février 2013

Michael W. O'Brien

Michael W. O'Brien
Administrateur

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011
Activités opérationnelles		
Résultat net	2 783	4 304
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	6 450	3 952
Impôt sur le résultat différé	743	1 644
Charge de désactualisation	182	157
(Profit) perte de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(181)	183
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	10	(40)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(44)	136
Rémunération fondée sur des actions	214	(102)
Prospection	145	28
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(433)	(496)
Autres	(124)	(20)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie (note 14)	(899)	242
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	8 846	9 988
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(6 959)	(6 850)
Acquisitions	—	(842)
Produit de la cession d'actifs	68	3 074
Produit des instruments d'atténuation des risques	300	—
Autres placements	(3)	(6)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie (note 14)	(51)	26
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(6 645)	(4 598)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	13	(1 221)
Variation nette de la dette à long terme	414	(4)
Remboursement sur la dette à long terme	—	(500)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	188	213
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 24)	(1 451)	(500)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(756)	(664)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 592)	(2 676)
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	609	2 714
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(19)	12
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	3 803	1 077
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	4 393	3 803
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	642	672
Impôt sur le résultat payé	1 510	885

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Différences de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2010	20 188	507	(451)	14	14 934	35 192	1 565 489
Résultat net	—	—	—	—	4 304	4 304	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	244	—	—	244	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(339)	(339)	—
Résultat global	—	—	244	—	3 965	4 209	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	325	(57)	—	—	—	268	9 920
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	12	—	—	—	(12)	—	355
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(222)	—	—	—	(278)	(500)	(17 128)
Rémunération fondée sur des actions	—	94	—	—	—	94	—
Économie d'impôt liée à la déduction pour options sur actions aux États-Unis	—	1	—	—	—	1	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(664)	(664)	—
31 décembre 2011	20 303	545	(207)	14	17 945	38 600	1 558 636
Résultat net	—	—	—	—	2 783	2 783	—
Ajustement de différences de conversion	—	—	(16)	—	—	(16)	—
Variation nette des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(177)	(177)	—
Résultat global	—	—	(16)	(1)	2 606	2 589	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	255	(49)	—	—	—	206	10 804
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	15	—	—	—	(15)	—	479
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 24)	(609)	—	—	—	(842)	(1 451)	(46 862)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions (note 24)	(19)	—	—	—	(29)	(48)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	83	—	—	—	83	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(756)	(756)	—
31 décembre 2012	19 945	579	(223)	13	18 909	39 223	1 523 057

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

SUNCOR ÉNERGIE INC.

NOTES ANNEXES

1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtère, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 - 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada, figurant dans la partie I du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés reposent sur les IFRS publiées et en vigueur au 26 février 2013, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné à la note 3. Les méthodes comptables décrites à la note 3 ont été appliquées de la même façon pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

d) Recours à des estimations et à des jugements

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés à la note 4.

3. SOMMAIRE DES MÉTHODES COMPTABLES SIGNIFICATIVES

a) Périmètre de consolidation

La Société consolide sa participation dans les entités qu'elle contrôle. Le contrôle s'entend du pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin de tirer des avantages de ses activités, et est affaire de jugement. Suncor constate selon la méthode proportionnelle sa quote-part de l'actif, du passif, des produits des activités ordinaires et des charges des entités et des actifs contrôlés conjointement. Sa participation dans les entités sur lesquelles elle exerce une influence notable est comptabilisée selon la méthode de mise en équivalence. Les transactions et les soldes intersociétés ont tous été éliminés.

b) Conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle des entités de la Société correspond à la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités. Les transactions en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle appropriée au taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie fonctionnelle appropriée aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les différences de conversion sont comptabilisées dans le résultat. Les actifs non monétaires qui sont évalués en monnaie étrangère au coût historique sont convertis au cours en vigueur à la date de la transaction.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés de la Société, les états financiers de chaque entité sont convertis en dollars canadiens. Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens aux taux de

change en vigueur à la date de clôture. Les produits des activités ordinaires et les charges des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens au taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction sous-jacente. Les différences de conversion sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Lorsque la Société ou une entité dans laquelle elle détient une participation procède à la sortie de la totalité de sa participation dans un établissement à l'étranger ou qu'il y a perte du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur un établissement à l'étranger, le montant cumulé des différences de conversion relatives à l'établissement à l'étranger est comptabilisé dans le résultat net.

c) Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires tirés 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 transféré au client et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les produits des activités ordinaires tirés des biens dans lesquels la Société détient une participation avec d'autres producteurs sont comptabilisés en fonction de sa participation directe nette. Quant aux opérations ne découlant pas de contrats de partage de la production (« CPP »), 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 créances à la valeur de marché et entraînent une augmentation correspondante des produits des activités ordinaires, tandis que les enlèvements excédentaires sont inscrits dans les dettes à la valeur de marché et entraînent une diminution correspondante des produits des activités ordinaires. Les produits des activités ordinaires tirés de la production de pétrole et de gaz naturel sont constatés après déduction des charges liées aux redevances.

Les résultats des activités internationales menées en vertu des CPP sont portés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société. Conformément aux CPP, la Société paie toutes les charges de prospection et la part contractuelle des coûts de mise en valeur et d'exploitation des concessions. Chaque CPP établit les coûts de prospection, de mise en valeur et d'exploitation devant être payés par la Société, de même que les 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 calculée selon une formule qui se limite normalement à un pourcentage donné de la production 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 la Société et le gouvernement pertinent. La récupération des coûts pétroliers et les bénéfices pétroliers de la Société sont constatés à titre de produit lorsque survient la vente d'un produit à un tiers. Les produits comprennent également l'impôt sur le résultat payé en notre nom par nos coentrepreneurs gouvernementaux.

d) Trésorerie et équivalents

La trésorerie et ses équivalents sont essentiellement constitués des sommes déposées dans les banques, de dépôts à terme, de certificats de dépôt et de tous les autres placements hautement liquides au moment de l'achat.

e) 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, établi selon la méthode du premier entré, premier sorti, et de la valeur nette de réalisation. Le coût comprend les 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 nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Les stocks détenus aux fins de négociation dans les activités d'approvisionnement en énergie et de négociation de l'énergie de la Société sont comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de vente, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres produits.

f) Actifs de prospection et d'évaluation

Les frais liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers non productifs ou de permis de prospection, de forage de puits d'exploration et les coûts liés à l'évaluation du potentiel commercial des ressources sous-jacentes, y compris les coûts d'emprunt, sont initialement incorporés dans le coût des actifs de prospection et d'évaluation. Certains frais de prospection se rapportant aux biens d'exploitation de sables pétrolifères, y compris les frais liés aux études géologiques, géophysiques et sismiques et à l'échantillonnage, sont imputés aux frais de prospection dès qu'ils sont engagés.

Les actifs de prospection et d'évaluation font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer ou d'infirmer l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Si une zone ou un puits d'exploration n'est plus considéré comme viable, les coûts connexes inscrits à l'actif sont imputés au résultat net.

Lorsque la direction établit avec une certitude raisonnable qu'un actif de prospection et d'évaluation sera mis en valeur, comme le démontrent le classement des réserves prouvées et probables et les autorisations internes et externes appropriées, l'actif est viré aux immobilisations corporelles.

g) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût.

Les coûts liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers mis en valeur ou productifs et à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, y compris les frais liés à la réalisation d'études géologiques et géophysiques et au forage de puits de mise en valeur, de même que les coûts liés à la construction et à l'installation d'infrastructures spéciales, comme le matériel de tête de puits et les actifs de soutien, la mise en valeur de zones minières, les plateformes extracôtières et les structures sous-marines sont inscrits à l'actif à titre de biens pétroliers et gaziers dans les immobilisations corporelles.

Les coûts liés à la construction, à l'installation et à la mise en service, ou à l'acquisition, de matériel de production de pétrole et de gaz naturel, notamment les usines de valorisation des sables pétrolifères, les usines d'extraction, le matériel minier, les installations de traitement *in situ*, les centrales électriques, les centrales de services publics et les usines de traitement du gaz naturel et tous les actifs liés à l'énergie renouvelable, au raffinage, à la distribution et à la commercialisation et les obligations connexes de démantèlement et de remise en état sont inscrits à l'actif à titre d'immobilisations corporelles. Lorsqu'une immobilisation ou une composante d'une immobilisation est remplacée et qu'il est probable que les avantages économiques futurs qui y sont associés reviendront à la Société, le coût du remplacement est inscrit à l'actif, et la valeur comptable de l'immobilisation remplacée est décomptabilisée.

Le coût des opérations de découverte requises pour accéder aux ressources de sables pétrolifères engagé au stade initial de la mise en valeur est inscrit à l'actif à titre d'investissement dans la construction de la mine. Les frais de découverte engagés au stade de la production sont passés en charges puisqu'ils se rapportent normalement à la production de la période.

Le coût des inspections, révisions et activités de maintenance majeures planifiées visant à maintenir en état des immobilisations corporelles et à favoriser les activités opérationnelles des exercices futurs est inscrit à l'actif. Les travaux de maintenance planifiés périodiques qui sont effectués à des intervalles plus rapprochés sont passés en charges à titre de charges opérationnelles. Les remplacements qui n'ont pas lieu dans le cadre d'une inspection, d'une révision ou d'activités de maintenance majeures sont inscrits à l'actif s'il est probable que les avantages économiques futurs reviendront à la Société, et la valeur comptable de l'immobilisation remplacée est décomptabilisée.

Les contrats de location ayant pour effet de transférer à la Société la presque totalité des avantages et des risques de propriété sont inscrits à titre de contrats de location-financement dans les immobilisations corporelles. Les coûts liés à tous les autres contrats de location sont comptabilisés dans les charges opérationnelles dès qu'ils sont engagés.

Les coûts d'emprunt se rapportant aux actifs dont la construction nécessite un délai important sont incorporés dans le coût de l'actif. Les coûts d'emprunt cessent d'être incorporés dans le coût de l'actif lorsque celui-ci se trouve à l'endroit et dans l'état appropriés pour être exploité de la manière prévue, et leur incorporation est suspendue lorsque la construction d'un actif est interrompue pour une période prolongée.

h) Amortissement et dépréciation

À l'exception de certains actifs de prospection, les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas assujettis à l'amortissement et à la dépréciation. Une fois que les coûts de ces actifs ont été virés aux immobilisations corporelles et que la production commerciale a commencé, ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur, exception faite des coûts liés à l'acquisition de biens, lesquels sont amortis sur les réserves prouvées.

Les dépenses en immobilisations associées aux projets de mise en valeur importants ne font pas l'objet d'un amortissement tant que les immobilisations ne sont pas pratiquement achevées et prêtes pour leur utilisation prévue.

Les coûts liés à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, ainsi que les coûts liés aux infrastructures spéciales, comme le matériel de tête de puits, les plateformes extracôtières et les structures sous-marines, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur. Une partie de ces coûts peut ne pas être amortie si elle se rapporte à des réserves non mises en valeur.

Les principales composantes des immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévue.

Usines de traitement de gaz naturel et actifs de transport	15 à 25 ans
Usines de valorisation des sables pétrolifères, usine d'extraction et installations minières	20 à 40 ans
Matériel d'extraction de sables pétrolifères	5 à 15 ans
Installations de traitement des sables pétrolifères <i>in situ</i>	30 ans
Centrales électriques et centrales de services publics	30 à 40 ans
Usine de raffinage, d'éthanol et de lubrifiants	20 à 40 ans
Actifs de commercialisation et autres actifs de distribution	20 à 40 ans

Les coûts liés aux inspections, aux révisions et aux activités de maintenance majeures qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont amortis selon le mode linéaire sur la période comprise entre le moment où ont lieu ces activités et le moment où elles auront lieu de nouveau, qui varie de deux à cinq ans.

Les taux d'amortissement et de déplétion sont revus une fois par année, ou lorsque des événements ou des situations se présentent et ont une incidence sur les coûts inscrits à l'actif, les réserves ou la durée de vie estimative.

i) Goodwill et autres immobilisations incorporelles

La Société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. L'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs acquis identifiables représente le goodwill et est attribué aux unités génératrices de trésorerie (« UGT ») ou groupes d'UGT qui devraient bénéficier du regroupement d'entreprises.

Les autres immobilisations incorporelles comprennent les listes de clients et la valeur de la marque.

Le goodwill et la valeur de la marque ont une durée d'utilité indéterminée et ne sont pas assujettis à l'amortissement. Les listes de clients sont amorties sur leur durée d'utilité prévue, soit de cinq à dix ans. La durée d'utilité prévue du goodwill et des autres immobilisations incorporelles fait l'objet d'une révision annuelle.

j) Dépréciation d'actifs

Actifs non financiers

Les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation sont soumis à un test afin de relever des indicateurs de dépréciation lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Les actifs de prospection et d'évaluation sont également soumis à un test de dépréciation immédiatement avant que les coûts ne soient virés aux immobilisations corporelles. Le goodwill et les immobilisations incorporelles qui ont une durée de vie utile indéfinie sont soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an.

Si des indications de dépréciation existent, une estimation du montant recouvrable de l'actif est calculée et correspond à la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de la vente est établie compte tenu des transactions récentes sur le marché, si elles sont disponibles, sans quoi un modèle d'évaluation approprié est utilisé. La valeur d'utilité est évaluée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus de l'actif concerné. Si l'actif ne génère pas de rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs, l'actif est testé en tant que faisant partie d'une UGT, soit le plus petit groupe d'actifs identifiable générant des rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles provenant des autres actifs ou groupes d'actifs.

Une perte de valeur est comptabilisée au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » et correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT sur sa valeur recouvrable.

Pour tous les actifs individuels et les UGT autres que le goodwill, les pertes de valeur sont reprises si des événements ou des circonstances ont donné lieu à un changement de la valeur recouvrable estimée depuis la période au cours de laquelle la perte de valeur a été constatée. Les reprises de pertes de valeur sont comptabilisées au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ».

Actifs financiers

À chaque date de clôture, la Société évalue s'il existe une indication de dépréciation d'un actif financier. Si un actif financier comptabilisé au coût amorti a subi une perte de valeur, le montant de la perte de valeur constatée correspond à la différence entre le coût amorti du prêt ou de la créance et sa valeur recouvrable. La perte de valeur est comptabilisée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ».

k) Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs et les passifs sont classés comme détenus en vue de la vente s'il est prévu que leur valeur comptable sera recouvrée dans le cadre d'une cession plutôt que par l'utilisation continue. Les actifs ou groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les pertes de valeur constatées au classement initial d'un actif et les profits ou pertes ultérieurs déterminés à la réévaluation sont comptabilisés au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ». Toutefois, lorsqu'un actif ou un groupe d'actifs destinés à être cédés est vendu, les profits et les pertes sont comptabilisés au poste « (Profit) perte à la cession d'actifs ». Les actifs classés comme détenus en vue de la vente ne sont assujettis à aucun type d'amortissement ni de déplétion.

l) Provision

La provision est constituée lorsque la Société a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Une provision est constatée au titre des obligations liées au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles de la Société. La provision relative aux obligations de démantèlement et de remise en état est évaluée à la valeur actualisée de la meilleure estimation de la direction quant aux flux de trésorerie futurs requis pour régler l'obligation actuelle, au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit. La valeur de l'obligation est ajoutée à la valeur comptable de l'actif et amortie sur sa durée d'utilité. La provision est augmentée au fil du temps par l'imputation de montants au poste « Charges de financement », les charges réelles étant imputées à l'obligation cumulée. Les ajustements aux flux de trésorerie futurs estimés par suite de révisions de l'estimation du montant ou du moment de la sortie des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisés à titre de variation de la provision pour démantèlement et remise en état et des actifs connexes.

m) Impôt sur le résultat

La Société utilise la méthode du report variable pour la comptabilisation de l'impôt sur le résultat. Selon cette méthode, l'impôt reporté peut être comptabilisé en tenant compte de l'incidence des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs ou des passifs. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués au moyen des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture qui devraient s'appliquer aux bénéficiaires imposables des exercices au cours desquels les différences temporelles devraient être recouvrées ou réglées. Les variations de ces soldes sont constatées dans le résultat ou les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution des dépenses connexes.

n) Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite

La Société offre des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite.

Les cotisations versées par la Société aux régimes à cotisations définies sont comptabilisées en charges dès qu'elles sont engagées. Le coût des régimes à prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par calcul actuariel au moyen de la méthode des unités de crédit projetées, en fonction des salaires actuels et des hypothèses économiques et démographiques les plus probables de la direction. Ces coûts, comprenant le coût des régimes de retraite admissibles au cours de l'exercice, le coût financier des obligations au titre des prestations définies et le rendement prévu des actifs des régimes, sont inscrits au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». Les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et virés directement aux résultats non distribués.

Le passif comptabilisé à l'état de la situation financière correspond à la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies, diminué de la juste valeur des actifs du régime.

o) Régimes de rémunération fondée sur des actions

Aux termes des régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société, une rémunération fondée sur des actions est attribuée aux cadres, aux salariés et aux administrateurs non salariés. La rémunération fondée sur des actions est comptabilisée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ».

Les options sur actions qui confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires sont comptabilisées comme si elles avaient été attribuées dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en actions. La charge est fondée sur la juste valeur des options au moment de l'attribution au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes et est comptabilisée sur les périodes d'acquisition des droits aux options respectives. Une hausse correspondante est inscrite au surplus

d'apport. La contrepartie versée à la Société à l'exercice des options est portée en diminution du capital-actions, et le montant correspondant inscrit au surplus d'apport est reclassé dans le capital-actions.

La rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en trésorerie ou qui peuvent être réglés en trésorerie ou en actions est comptabilisée comme si elle avait été attribuée dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Elle est évaluée à la juste valeur à chaque date de clôture au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes, à l'exception des unités d'actions liées au rendement qui sont évaluées à la juste valeur au moyen du modèle de simulation Monte-Carlo. Cette charge est comptabilisée sur la période d'acquisition, un ajustement correspondant étant inscrit au passif. Lorsque les options sur actions sont rachetées contre trésorerie, les paiements réglés en trésorerie réduisent le passif correspondant. Lorsque les options sur actions sont exercées en échange d'actions ordinaires, la contrepartie payée par le porteur et le passif précédemment comptabilisé relativement aux options sont inscrits dans le capital-actions.

p) Instruments financiers

Tous les instruments financiers sont comptabilisés initialement à la juste valeur à l'état de la situation financière, déduction faite des coûts de transactions, le cas échéant (sauf dans le cas des instruments financiers comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, pour lesquels les coûts de transactions sont passés en charges dès qu'ils sont engagés). Par la suite, l'évaluation des instruments financiers dépend de leur classement.

Instruments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net

Actifs et passifs financiers qui sont détenus à des fins de transaction ou qui sont désignés comme instruments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net au moment de la comptabilisation initiale. Les variations de la juste valeur de ces instruments financiers sont portées au résultat.

Prêts et créances

Actifs financiers non dérivés à paiements fixes ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif et évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Détenus jusqu'à l'échéance

Actifs financiers non dérivés que l'entité a la capacité et l'intention de détenir jusqu'à l'échéance et évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Autres passifs financiers

Passifs financiers qui ne sont pas classés à la juste valeur par le biais du résultat net et évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Disponibles à la vente

Tous les autres actifs financiers non dérivés sont classés comme disponibles à la vente, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

La Société classe ses instruments financiers dérivés (sauf ceux qui sont désignés comme des instruments de couverture efficaces) dans les instruments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, sa trésorerie et ses équivalents et ses créances dans les prêts et créances, ses instruments financiers compris dans les autres actifs comme disponibles à la vente et ses dettes et charges à payer, sa dette et ses autres passifs non courants dans les autres passifs financiers.

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques, la Société a recours à des instruments financiers dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, à des fins de gestion d'une certaine exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change, ainsi qu'à des fins de négociation. L'incidence sur le résultat des dérivés utilisés pour gérer un risque donné est constatée dans les autres produits du secteur connexe. Les profits et les pertes découlant des activités de négociation sont constatés dans les autres produits du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations.

Certains contrats de marchandises physiques sont considérés comme des instruments financiers dérivés aux fins comptables. Les contrats de marchandises physiques conclus pour la réception ou la livraison selon les contraintes auxquelles la Société s'attend en matière d'achat, de vente ou d'utilisation ne sont pas considérés comme des instruments financiers dérivés.

Les dérivés incorporés dans d'autres instruments financiers ou d'autres contrats hôtes sont comptabilisés comme des dérivés distincts lorsque les risques et les caractéristiques qui s'y rapportent ne sont pas étroitement liés à ceux du contrat hôte.

q) Activités de couverture

La Société peut appliquer la comptabilité de couverture aux contrats qui sont admissibles à la comptabilité de couverture. À la naissance d'une relation de couverture, la Société prépare la documentation nécessaire pour satisfaire aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture. Les instruments désignés comme couvertures sont évalués à chaque date de clôture afin d'établir si la relation entre le dérivé et l'élément couvert est toujours efficace et quantifier toute inefficacité dans la relation.

Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de juste valeur, les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé et de la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert sont portées au résultat net. Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de flux de trésorerie, les parties efficaces de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sont d'abord comptabilisées dans les autres éléments du résultat global puis passées en résultat net lorsque l'élément couvert est réalisé. La partie inefficace des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est aussitôt comptabilisée en résultat net. Les variations de la juste valeur des dérivés désignés comme élément d'une couverture de juste valeur ou de flux de trésorerie sont constatées au même poste que l'élément couvert sous-jacent.

r) Capital-actions

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres. Les coûts marginaux directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires sont comptabilisés en déduction des capitaux propres, déduction faite des incidences fiscales. Lorsque la Société rachète ses propres actions ordinaires, la valeur comptable moyenne des actions rachetées est portée en diminution du capital-actions. L'excédent du coût d'acquisition sur la valeur comptable moyenne est comptabilisé en tant que diminution du résultat non distribué. Les actions sont annulées au rachat.

s) Distributions de dividendes

Les dividendes versés sur les actions ordinaires sont comptabilisés dans la période au cours de laquelle les dividendes sont déclarés par le conseil d'administration de la Société.

t) Résultat par action

Le résultat de base par action est obtenu en divisant le résultat net de la période par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le résultat dilué par action est calculé en ajustant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour tenir compte des actions ordinaires liées aux régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société ayant un effet dilutif. Le nombre d'actions est calculé au moyen de la méthode du rachat d'actions. Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes réglés en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société, si pour la période, elles ont un effet dilutif.

4. ESTIMATIONS COMPTABLES ET JUGEMENTS SIGNIFICATIFS

Pour préparer des états financiers conformément aux IFRS, la direction doit faire des estimations et poser des jugements qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, sur les informations à fournir sur les éventualités. Ces estimations et jugements peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations disponibles. Les composantes des états financiers qui exigent l'établissement d'estimations et de jugements significatifs sont les suivantes :

Ressources et réserves de pétrole et de gaz

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ainsi que les charges de démantèlement et de remise en état sont en partie évaluées d'après les ressources et les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des ressources et des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur l'exercice d'un jugement professionnel. Toutes les réserves et certaines ressources ont été évaluées en date du 31 décembre 2012 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur les définitions et les directives du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

Les estimations des réserves et des ressources de pétrole et de gaz sont fondées sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les projections des prix des marchandises, les

données techniques et le montant et le calendrier des futures dépenses, qui sont tous soumis à des incertitudes. Ces estimations tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2012, qui pourraient différer considérablement des conditions en cours à d'autres moments de l'exercice ou de périodes ultérieures. L'évolution de la conjoncture et de la réglementation ainsi que celle des hypothèses peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

Activités pétrolières et gazières

La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle désigne la nature des activités pétrolières et gazières comme étant des activités de prospection, d'évaluation, de mise en valeur ou de production et lorsqu'elle détermine si elle devrait ou non capitaliser les frais initiaux de ces activités.

Frais de prospection et d'évaluation

Certains frais de prospection et d'évaluation sont initialement incorporés à l'actif dans le but d'établir des réserves viables sur le plan commercial. La Société doit poser des jugements à l'égard d'événements ou de circonstances futurs et fait des estimations dans le but d'évaluer la viabilité sur le plan économique de l'extraction des ressources sous-jacentes. Les frais font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer ou d'infirmer l'intention de mettre en valeur le projet. Le taux de succès des forages ou les changements concernant les données économiques du projet, les quantités de ressources, les techniques de production prévues, les coûts de production et les dépenses en immobilisations requises sont des jugements importants dans le cadre de cette confirmation.

Coûts de mise en valeur

La détermination du moment auquel les actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction. Cette décision tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires auprès des organismes de réglementation et les processus d'autorisation internes des projets de la Société.

Détermination des unités génératrices de trésorerie

Une UGT est définie comme étant le plus petit groupe d'actifs intégrés qui génèrent des rentrées de trésorerie identifiables largement indépendantes des rentrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le regroupement des actifs en UGT nécessite une part importante de jugement et d'interprétation en ce qui a trait au degré d'intégration des actifs, à l'existence de marchés actifs, au degré de similitude de l'exposition aux risques de marché, aux infrastructures partagées et à la façon dont la direction surveille les activités.

Dépréciation d'actifs et reprises

La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence d'indicateurs de dépréciation d'actifs ou de reprises en fonction de nombreux facteurs internes et externes.

La valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Les principales estimations retenues par la Société visent à déterminer la valeur recouvrable qui comprend habituellement les prix futurs estimatifs des marchandises, les volumes de production prévus, les charges opérationnelles et de mise en valeur futures, les taux d'actualisation et d'imposition et les marges de raffinage. Pour déterminer la valeur recouvrable, la direction peut également avoir à poser des jugements quant à la probabilité que survienne un événement futur. Des changements apportés à ces estimations et jugements influenceront sur les montants recouvrables des UGT et des actifs individuels et pourraient donner lieu à un ajustement significatif de leur valeur comptable.

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles. La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état, ainsi que la méthode prévue pour la réclamation de ces obligations à la fin de chaque période. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature de ses activités est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou à ses activités d'exploitation normales.

De plus, ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de la remise en état et de l'ampleur des travaux, des progrès techniques et de l'utilisation éventuelle des lieux. Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents, de l'émergence de nouvelle technologie et

de l'évolution de l'expérience opérationnelle, des prix et des projets de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux estimations liées aux coûts futurs attendus, aux taux d'actualisation et au moment du démantèlement peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Avantages futurs du personnel

La Société offre des avantages à ses employés, notamment des prestations de retraite et d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite. Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite reçus par les employés est estimé selon des méthodes d'évaluation actuarielles qui reposent sur un jugement professionnel. Les estimations généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, le cas échéant, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement de l'actif des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. Une modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Autres provisions

La détermination des autres provisions, y compris, mais sans s'y limiter, les provisions relatives aux litiges en matière de redevances, à des contrats importants, à des litiges et à des obligations implicites, est un processus complexe qui nécessite que la direction porte des jugements sur les résultats des événements futurs, sur l'interprétation des lois et règlements, sur les calendriers et montants de flux de trésorerie futurs prévus et sur les taux d'actualisation.

Impôt sur le résultat

La direction évalue annuellement ses positions fiscales qui pourraient donner lieu à différentes interprétations des lois fiscales applicables. La Société comptabilise sa charge d'impôt lorsqu'un paiement aux autorités fiscales est considéré comme plus probable qu'improbable. La Société estime qu'une provision adéquate a été constituée en vue de toute obligation fiscale, même si les résultats des audits, des réévaluations et les changements d'interprétation des normes peuvent entraîner une augmentation ou une diminution importante des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

Impôt sur le résultat différé

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées dans un avenir prévisible. Une différence significative entre les estimations de la Société et les résultats imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque juridiction fiscale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporelles imposables qui s'inverseront et donneront lieu à une sortie de trésorerie pour payer les autorités fiscales. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui nécessite l'exercice du jugement quant au résultat final. Une modification du jugement de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou l'estimation du montant du règlement prévu et l'évolution des réglementations fiscales dans les juridictions où la Société exerce ses activités pourraient avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

Contrôle et influence notable

Le contrôle se définit comme le pouvoir de prendre des décisions financières et opérationnelles pour une entité de façon à tirer un avantage de ses activités. L'influence notable se définit, quant à elle, comme le pouvoir de prendre part aux décisions financières et opérationnelles de la société émettrice. Pour savoir si la Société détient le contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une autre entité, il faut évaluer l'incidence qu'elle a sur les décisions financières et opérationnelles de l'autre entité et évaluer dans quelle mesure elle en tire des avantages.

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur des instruments financiers est déterminée lorsqu'il est possible de le faire en fonction des données de marché observables. À défaut de données directement observables sur des marchés actifs, la Société a recours à des modèles et à des techniques d'évaluation indépendants qui reposent sur des données observables sur le marché, notamment les prix à terme des marchandises, les taux de change et les taux d'intérêt, afin d'estimer la juste valeur des instruments financiers, notamment des instruments dérivés. Outre les données de marché, la Société incorpore des détails de transaction précis que les participants dans le marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, incluant l'incidence de risques non liés au rendement.

5. PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

Champs d'application de l'entité présentant l'information financière

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 10, « États financiers consolidés », IFRS 11, « Partenariats », et IFRS 12, « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités », ainsi que des modifications à IAS 27, « États financiers individuels », et à IAS 28, « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ».

IFRS 10 établit un modèle unique de consolidation en modifiant la définition de contrôle de manière que les mêmes critères de contrôle soient appliqués à tous les types d'entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats en mettant l'accent sur les droits et les obligations liés au partenariat et limite l'application de la comptabilisation selon la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. IFRS 12 regroupe les exigences concernant l'ensemble des informations à fournir sur les différentes formes de participations dans d'autres entités, dont les filiales, les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées non consolidées. IAS 27 a été modifiée afin de se conformer aux changements apportés à IFRS 10, mais maintient les directives en cours concernant les états financiers individuels. IAS 28 a également été modifiée afin de tenir compte des changements apportés aux normes IFRS 10 et 11.

L'application rétrospective de ces normes, qui s'accompagne d'une exemption pour certaines transactions, entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'adoption anticipée est autorisée lorsque les cinq normes sont adoptées simultanément. La Société a identifié deux partenariats existants dans le secteur Raffinage et commercialisation qui devront passer de la méthode de la consolidation proportionnelle à la méthode de la mise en équivalence par suite des modifications apportées à IFRS 11. Ce changement n'aura pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés, mais résultera en une comptabilisation du montant net des produits et des charges (de respectivement environ 100 M\$ et 90 M\$ en 2012) de ces entités au poste « Autres produits ». De plus, la participation nette de la Société dans ces entités sera présentée au poste « Autres actifs ».

Instruments financiers : comptabilisation et évaluation

En novembre 2009, dans le cadre de son projet de remplacement de la Norme comptable internationale (IAS) 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », l'IASB a publié la première partie d'IFRS 9, « Instruments financiers », qui établit les exigences concernant le classement et l'évaluation des actifs financiers et a été révisée en octobre 2010 afin qu'y soient inclus les passifs financiers. La norme s'applique aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2015. L'incidence de cette norme ne pourra être pleinement établie tant que les phases du projet concernant la comptabilité de couverture et les pertes de valeur ne seront pas achevées.

Évaluation de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, « Évaluation de la juste valeur », qui établit une norme unique pour la majorité des évaluations de la juste valeur, donne une définition plus précise de la juste valeur et étoffe les informations à fournir concernant l'évaluation de la juste valeur. L'application prospective de cette norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'adoption anticipée est autorisée. De l'avis de la Société, l'adoption de cette norme ne devrait pas se traduire par des changements à ses évaluations de la juste valeur; toutefois, des informations supplémentaires sur les évaluations à la juste valeur sont requises.

Compensation des actifs et des passifs financiers

En décembre 2011, l'IASB a publié des modifications à la norme IFRS 7, « Instruments financiers : informations à fournir », et à IAS 32, « Instruments financiers : présentation » afin de clarifier le modèle de compensation existant et instaurer des obligations d'information communes dans le but d'améliorer la compréhension des effets potentiels des mesures de compensation. Les modifications apportées à la norme IFRS 7 s'appliquent rétrospectivement aux périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, l'application anticipée étant autorisée. L'application rétrospective des modifications d'IAS 32 entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2014 ou après, l'application anticipée étant autorisée. L'adoption de ces normes modifiées ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les états financiers de la Société; toutefois, il sera requis de fournir des informations supplémentaires sur les instruments financiers qui ont été compensés dans l'état consolidé de la situation financière.

Présentation des autres éléments du résultat global

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 1, « Présentation des autres éléments du résultat global », afin de regrouper ces éléments en fonction du fait qu'ils puissent ou non être rétrospectivement reclassés dans le résultat net. Il est requis d'appliquer rétrospectivement cette modification pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} juillet 2012. La Société ne prévoit pas de changement important dans sa présentation des autres éléments du résultat global.

Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 19, « Avantages du personnel », qui modifient les directives relatives à la comptabilisation et à la présentation des régimes à prestations définies et aux informations à fournir à leur sujet. La norme révisée exige la constatation immédiate des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, éliminant ainsi les options qui étaient offertes auparavant, modifie le calcul et la présentation de la composante coûts financiers des charges annuelles de prestations de retraite, et étoffe les exigences d'informations à fournir sur les régimes à prestations définies. L'application rétrospective de cette norme est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, l'application anticipée étant autorisée. Par suite de ces modifications, la Société prévoit une augmentation marginale nette de des charges d'environ 50 M\$ en 2012.

Frais de découverte liés à la production

En octobre 2011, l'IASB a publié l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (IFRIC) 20, « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert ». Cette interprétation exige l'incorporation dans l'actif et l'amortissement des frais de découverte engagés pendant la phase de production lorsqu'une entité peut démontrer qu'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés, que les coûts peuvent être évalués de façon fiable et que l'entité peut identifier la section du gisement dont l'accès a été amélioré. Cette interprétation s'applique rétrospectivement aux périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, l'application anticipée étant autorisée. La Société ne prévoit pas que cette interprétation aura une incidence importante, car elle exerce généralement au cours de la période des activités de découverte qui lui permettent d'accéder à un gisement à des fins d'exploitation future.

6. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs opérationnels de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services. Les activités opérationnelles de chacun des secteurs sont résumées ci-dessous :

- Le secteur Sables pétrolifères regroupe les activités de la Société dans le nord-est de l'Alberta visant à produire du pétrole brut synthétique et des produits connexes, grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant d'installations minières et *in situ*. Ce secteur comprend aussi la participation conjointe de la Société dans les projets miniers Joslyn North (35,75 %) et Fort Hills (40,8 %), ainsi que le projet de valorisation Voyageur (51 %) et la participation de 12 % de la Société dans la coentreprise d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude, située près de Fort McMurray, en Alberta.
- Le secteur Exploration et production regroupe les activités de prospection et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel dans l'Ouest canadien, les activités extracôtières sur la côte est du Canada qui comprennent les participations dans les champs pétrolifères Hibernia, Terra Nova, White Rose et Hebron, et l'exploration et la production liées au pétrole brut et au gaz naturel au Royaume-Uni (R.-U.), en Norvège, en Libye et en Syrie.
- Le secteur Raffinage et commercialisation regroupe les activités de raffinage de produits tirés du pétrole brut et les activités de distribution et de commercialisation de ces produits et d'autres produits achetés par l'intermédiaire de stations-service situées au Canada et aux États-Unis (É.-U.) et d'une usine de lubrifiant située dans l'Est canadien.

La Société comptabilise dans le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations les activités qui ne peuvent pas être directement attribuées à un secteur opérationnel donné. Ce secteur comprend les participations dans des projets d'énergie renouvelable.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le virement et dans les charges du secteur recevant le virement. Les soldes intersectoriels sont éliminés à la consolidation. Les profits intersectoriels ne seront pas éliminés jusqu'à ce que le produit lié soit vendu aux tiers.

La Société n'avait aucun client représentant 10 % ou plus des produits des activités ordinaires consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (un client en 2011).

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères ¹⁾		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total		
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	
Produits des activités ordinaires et autres produits											
Produits bruts	8 378	8 583	5 947	6 293	26 109	25 657	89	77	40 523	40 610	
Produits intersectoriels	3 124	3 420	529	491	212	56	(3 865)	(3 967)	—	—	
Moins les redevances	(684)	(799)	(1 631)	(1 472)	—	—	—	—	(2 315)	(2 271)	
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	10 818	11 204	4 845	5 312	26 321	25 713	(3 776)	(3 890)	38 208	38 339	
Autres produits	20	31	71	(3)	27	58	290	367	408	453	
	10 838	11 235	4 916	5 309	26 348	25 771	(3 486)	(3 523)	38 616	38 792	
Charges											
Achats de pétrole brut et de produits	211	383	444	585	20 395	20 547	(3 949)	(3 790)	17 101	17 725	
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	5 375	5 169	795	850	2 286	2 182	492	223	8 948	8 424	
Transport	337	399	182	116	204	219	(38)	2	685	736	
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	3 964	1 374	1 857	2 035	468	444	161	99	6 450	3 952	
Prospection	71	56	238	60	—	—	—	—	309	116	
(Profit) perte à la cession d'actifs	(29)	122	(1)	31	(13)	(16)	(1)	(1)	(44)	136	
Frais de démarrage de projets	57	163	—	—	3	—	—	—	60	163	
Charges de financement	127	74	81	65	5	13	(147)	319	66	471	
	10 113	7 740	3 596	3 742	23 348	23 389	(3 482)	(3 148)	33 575	31 723	
Résultat avant impôt	725	3 495	1 320	1 567	3 000	2 382	(4)	(375)	5 041	7 069	
Impôt sur le résultat											
Exigible	1	(3)	1 154	907	342	162	18	55	1 515	1 121	
Différé	266	895	28	354	529	494	(80)	(99)	743	1 644	
	267	892	1 182	1 261	871	656	(62)	(44)	2 258	2 765	
Résultat net	458	2 603	138	306	2 129	1 726	58	(331)	2 783	4 304	
Dépenses en immobilisations et frais de prospection											
	4 957	5 100	1 261	874	646	633	95	243	6 959	6 850	
1) Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a effectué un examen de la présentation des transactions d'achat et de vente de son secteur des sables pétrolifères. Il a été établi qu'il était plus approprié de présenter pour le montant net certaines transactions antérieurement présentées pour le montant brut, car la substance de l'accord consiste en un échange de stocks de brut similaires plutôt que de ventes génératrices de produits.											
Les chiffres comparatifs de la période précédente ont été reclassés afin de faciliter la comparaison avec les chiffres présentés pour la période. L'incidence est la suivante :											
(diminution, en millions de dollars)										2011	
Produits des activités ordinaires, montant brut										998	
Achats de pétrole brut et de produits										998	
Résultat net										—	
Information géographique											
Produits opérationnels, déduction faite des redevances											
(en millions de dollars)										2012	2011
Canada										30 175	30 878
Autres pays										8 033	7 461
										38 208	38 339
Actifs non courants²⁾											
(en millions de dollars)										31 décembre 2012	31 décembre 2011
Canada										55 766	53 794
Autres pays										6 424	6 799
										62 190	60 593

2) Exclut les actifs d'impôt différé.

7. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2012	2011
Activités de négociation de l'énergie		
Variation de la juste valeur des contrats	246	301
Pertes non réalisées sur l'évaluation des stocks	(13)	(19)
Activités de gestion des risques	1	(22)
Produit financier et produit d'intérêt	80	141
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	59	64
Autres	35	(12)
	408	453

8. CHARGES OPÉRATIONNELLES, FRAIS DE VENTE ET FRAIS GÉNÉRAUX

Les charges opérationnelles, les frais de vente et les frais généraux se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2012	2011
Services contractuels	4 069	4 107
Avantages du personnel ¹⁾	2 697	2 062
Matériaux	725	882
Énergie	613	712
Location d'équipement et baux	330	363
Déplacements, marketing et autres	514	298
	8 948	8 424

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a engagé des coûts de 3,2 G\$ au titre des avantages du personnel (2,5 G\$ en 2011). De ce montant, une tranche de 2,7 G\$ (2,1 G\$ en 2011) a été inscrite à titre de charge liée aux avantages du personnel au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». La charge liée aux avantages du personnel comprend les salaires, les avantages et la rémunération fondée sur des actions.

9. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 1,487 G\$ relativement à son projet de valorisation *Voyageur* au cœur de son secteur d'exploitation des sables pétrolifères. En raison de l'incertitude entourant les perspectives économiques de ce projet de valorisation, un test de dépréciation a été mené au 31 décembre 2012, au moyen d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de vente. La Société a utilisé une méthode des flux de trésorerie futurs prévus et un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable des actifs de la Société liés au projet de valorisation *Voyageur* s'élevait à environ 345 M\$.

Les pertes de valeur ont été comptabilisées dans les dotations aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur.

Syrie

En décembre 2011, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et interrompu ses activités puis cessé de comptabiliser la production en raison de l'instabilité politique et des sanctions internationales touchant le pays. Un test de dépréciation a été mené à ce moment, et il a permis de déterminer que les actifs n'avaient pas subi de perte de valeur.

Comme la situation politique n'avait pas été résolue à la fin du deuxième trimestre de 2012, les actifs de la Société en Syrie ont été soumis à un nouveau test de dépréciation en vertu duquel la Société a constaté des pertes de valeur après impôt de 694 M\$. Ces pertes de valeur ont été comptabilisées au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » et portées en diminution des immobilisations corporelles (604 M\$) et d'autres actifs courants (23 M\$). La Société a aussi sorti le reste de ses créances en Syrie (67 M\$). Une diminution de 64 M\$ de créances a précédemment été comptabilisée au 31 décembre 2011.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M\$ lié aux instruments d'atténuation des risques pour ses activités en Syrie. Ce produit est assujéti à un remboursement provisoire advenant la reprise des activités de la Société en Syrie, et par conséquent, il a été comptabilisé au 31 décembre 2012 dans la tranche non courante de la provision.

Après la réception du produit lié aux instruments d'atténuation des risques, un test de dépréciation a été mené au 31 décembre 2012, au moyen d'une méthodologie fondée sur la valeur d'utilité. La Société a utilisé une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après les données portant sur les réserves à la clôture de l'exercice 2011 qui ont été mises à jour selon les meilleures estimations de la Société concernant les prix obtenus et les réserves restantes, en fonction des trois scénarios suivants : i) une reprise des activités normales d'ici un an, ii) une reprise des activités normales d'ici cinq ans et iii) une perte totale. Les deux scénarios dans lesquels la Société reprend ses activités normales tenaient compte du remboursement du produit lié aux instruments d'atténuation des risques conformément aux modalités de l'entente. Ces scénarios ont été pondérés de façon égale en fonction des meilleures estimations de la Société, et les valeurs actualisées ont été calculées à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 19 %. Selon cette évaluation, la Société a comptabilisé une reprise de perte de valeur de 177 M\$ relativement aux actifs de son secteur Exploration et production en Syrie.

Les reprises de pertes de valeur de 177 M\$ enregistrées pour le quatrième trimestre de 2012 ont été comptabilisées au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ». Une variation de 2 % du taux d'actualisation prévu et de 5 % des prix prévus aurait une incidence respective sur les profits nets d'environ 20 M\$.

La valeur comptable des immobilisations corporelles de la Société en Syrie, après déduction de la provision pour instruments d'atténuation des risques, s'élevait à environ 130 M\$ au 31 décembre 2012.

Libye

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a constaté des pertes de valeur après impôt de 514 M\$ relativement à des actifs de son secteur Exploration et production en Libye, la production y ayant été interrompue en raison de la violence du climat politique. Les pertes de valeur ont été inscrites au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur » et portées en diminution des immobilisations corporelles (259 M\$), des actifs de prospection et d'évaluation (211 M\$) et des stocks (44 M\$).

Au quatrième trimestre de 2011, la Société a procédé à la reprise d'une perte de valeur de 11 M\$ qui avait été comptabilisée relativement aux stocks de pétrole brut. Cette reprise s'explique par la levée de sanctions politiques et par le fait que le coentrepreneur a confirmé l'existence des stocks de pétrole brut que la Société avait sortis.

Les paiements liés à la production ont repris en janvier 2012 à la faveur de la reprise de la production dans les principaux champs pétrolifères au cours du premier trimestre de 2012. Par conséquent, une évaluation a été effectuée au moyen d'une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après les données portant sur les réserves à la clôture de l'exercice 2012 à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 % afin de refléter l'incertitude liée à l'instabilité politique constante dans la région, aux niveaux de production actuels et à l'échéancier et au succès des engagements à l'égard d'éventuels forages de prospection. Aucune reprise de perte de valeur n'a été comptabilisée au 31 décembre 2012. Une variation de 2 % des taux d'actualisation prévus et de 5 % des prix prévus aurait une incidence respective sur les profits nets d'environ 90 M\$ et 70 M\$.

La valeur comptable des actifs nets de Suncor en Libye au 31 décembre 2012, après déduction de la perte de valeur des actifs et des sorties, s'élevait à environ 650 M\$.

Autres

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 65 M\$ en raison de l'incertitude entourant la mise en valeur future de ses actifs de prospection et d'évaluation sur la côte est du Canada et les baux de biens-fonds arctiques de son secteur Exploration et production du gaz naturel. De plus, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 63 M\$ liées à des UGT de son secteur Exploration et production en raison d'une baisse des prévisions de prix. La valeur recouvrable a été déterminée à l'aide d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de vente, selon les flux de trésorerie attendus d'après les réserves à la fin de l'exercice 2012 et un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Une augmentation de 2 % des taux d'actualisation prévus et une diminution de 5 % des prix prévus résulteraient en une diminution respective des profits nets d'environ 90 M\$ et 30 M\$.

Au quatrième trimestre de 2011, la Société a comptabilisé un montant de 100 M\$ lié à la perte de valeur de certaines UGT du gaz naturel du secteur Exploration et production, qui représente la valeur recouvrable fondée sur les flux de trésorerie actualisés.

Les pertes de valeur ont été inscrites au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ».

10. CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2012	2011
Intérêts sur la dette	643	661
Intérêts incorporés à l'actif, au taux de 6,0 % (6,0 % en 2011)	(587)	(559)
Charge d'intérêts	56	102
Charge de désactualisation	182	157
(Profit) perte de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(181)	183
Écarts de change et autres	9	29
	66	471

11. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2012	2011
Impôt exigible :		
Exercice	1 483	1 103
Ajustements relatifs aux exercices précédents	32	18
Impôt différé :		
Naissance et renversement de différences temporelles	687	1 258
Ajustements relatifs aux exercices précédents	(32)	(56)
Modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	88	442
	2 258	2 765

Aucun impôt sur le résultat n'a été constaté directement dans les capitaux propres en 2011 et en 2012.

Rapprochement du taux d'imposition effectif

La charge d'impôt sur le résultat a été calculée selon un taux d'imposition effectif qui diffère du taux d'imposition prévu par la loi. Un rapprochement des différences est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	2012	2011
Résultat avant impôt	5 041	7 069
Taux d'imposition prévu par la loi canadienne	25,67 %	27,19 %
Impôt prévu par la loi	1 294	1 922
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Élément non imposable des gains et pertes en capital	(22)	(33)
Rémunération fondée sur des actions et autres éléments permanents	15	34
Cotisations et ajustements	—	(38)
Incidence des modifications des taux d'impôt et des lois fiscales ¹⁾	88	442
Écart du taux d'impôt canadien	1	(116)
Écart du taux d'impôt étranger	763	383
Pertes de valeur non imposables	127	142
Autres	(8)	29
	2 258	2 765

1) Au deuxième trimestre de 2012, le gouvernement ontarien a pratiquement adopté une loi visant le gel du taux général d'imposition des sociétés à 11,5 % au lieu d'adopter le taux réduit prévu de 10,0 %. La Société a donc comptabilisé une hausse de 88 M\$ de la charge d'impôt différé lorsqu'elle a réévalué les soldes d'impôt différé.

Au premier trimestre de 2011, le gouvernement du Royaume-Uni a pratiquement adopté une hausse de 12 % du taux d'imposition supplémentaire s'appliquant aux profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni. La Société a donc comptabilisé une hausse de 442 M\$ de la charge d'impôt différé lorsqu'elle a réévalué les soldes d'impôt différé.

Soldes d'impôt différé

La charge d'impôt différé et les passifs nets d'impôt différé inscrits dans les états financiers de la Société comprennent les éléments suivants :

(en millions de dollars)	États consolidés du résultat global		États consolidés de la situation financière ¹⁾	
	2012	2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Immobilisations corporelles	1 266	967	11 991	10 725
Provision pour démantèlement et remise en état	(625)	205	(1 132)	(507)
Régimes de retraite du personnel	(55)	73	(636)	(518)
Pertes fiscales reportées en avant	391	(213)	(167)	(558)
Report lié aux entreprises associées	(189)	594	405	594
Autres	(45)	18	(78)	(77)
	743	1 644	10 383	9 659

1) Le passif d'impôt différé de 10,463 G\$ au 31 décembre 2012 (9,719 G\$ au 31 décembre 2011) comprend un montant de 10,322 G\$ (9,713 G\$ au 31 décembre 2011) qui sera réglé dans plus de 12 mois.

L'actif d'impôt différé de 80 M\$ au 31 décembre 2012 (60 M\$ au 31 décembre 2011) comprend un montant de 71 M\$ (47 M\$ au 31 décembre 2011) qui sera recouvré dans plus de 12 mois.

Variations des soldes d'impôt différé

(en millions de dollars)	2012	2011
Solde au début de l'exercice	9 659	7 842
Inscrit à la charge d'impôt différé	743	1 644
Inscrit aux autres éléments du résultat global	(63)	(117)
Écart de conversion et autres éléments	44	290
Solde à la clôture de l'exercice	10 383	9 659

Aucun impôt différé n'a été constaté au 31 décembre 2012 à l'égard de différences temporelles d'environ 10 G\$ (9 G\$ en 2011) associées aux résultats non distribués en ce qui a trait à nos participations dans des filiales à l'étranger, car la Société est en mesure de contrôler l'échéance de renversement de ces différences temporelles. Selon les plans actuels, le rapatriement des fonds excédant les réinvestissements à l'étranger n'entraînera pas une charge additionnelle d'impôt sur le résultat importante. Le report de l'impôt sur les distributions associé aux activités internationales n'a pas été comptabilisé.

En janvier 2013, la Société a reçu un avis de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 dans le cadre du règlement de contrats dérivés relatifs à Buzzard. Même si la Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et contestera cet avis, l'ARC pourrait néanmoins décider d'émettre un avis de nouvelle cotisation dans le but d'augmenter d'environ 1,2 G\$ le montant d'impôt à payer. La Société croit fermement qu'elle sera en mesure de faire valoir sa position fiscale initiale, de sorte qu'aucun impôt supplémentaire ne sera exigible. Toutefois, même si elle dépose un avis de contestation, la Société serait tenue d'effectuer un paiement minimal correspondant à environ 50 % du montant réclamé dans l'avis de nouvelle cotisation, présentement estimé à 600 M\$, ce montant devant rester dans les comptes jusqu'au règlement du différend.

12. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	2012	2011
Résultat net	2 783	4 304
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme réglées en actions ¹⁾	(7)	(86)
Résultat net – dilué	2 776	4 218
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 545	1 571
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	4	11
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 549	1 582
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	1,80	2,74
Résultat dilué par action	1,79	2,67

1) Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait un effet dilutif pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011.

13. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Trésorerie	636	832
Équivalents de trésorerie	3 757	2 971
	4 393	3 803

14. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(en millions de dollars)	2012	2011
Créances	186	(263)
Stocks	451	(1 064)
Dettes et charges à payer	(1 738)	1 322
Provisions	45	203
Impôt à payer/à recouvrer	106	70
	(950)	268
Attribuable aux :		
Activités opérationnelles	(899)	242
Activités d'investissement	(51)	26

15. STOCKS

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Pétrole brut	1 091	1 321
Produits raffinés	1 569	1 741
Matières, fournitures et marchandises	597	592
Stocks de marchandises liés à la négociation de l'énergie	486	551
	3 743	4 205

En 2012, des stocks de produits de 17,7 G\$ (18,7 G\$ en 2011) ont été passés en charges. Une réduction de valeur de 45 M\$ a été inscrite à l'égard des stocks en 2012 (33 M\$ en 2011).

16. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	Biens pétroliers et gaziers	Immobilisations corporelles	Total
Coût			
31 décembre 2010	16 981	42 717	59 698
Ajouts	1 358	4 952	6 310
Virement depuis les actifs de prospection et d'évaluation	237	—	237
Acquisitions (note 31)	—	126	126
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	1 862	15	1 877
Cessions	(405)	(2 717)	(3 122)
Ajustements liés au taux de change	256	50	306
31 décembre 2011	20 289	45 143	65 432
Ajouts	1 739	4 955	6 694
Virement depuis les actifs de prospection et d'évaluation	1 598	—	1 598
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	899	92	991
Cessions	(49)	(185)	(234)
Ajustements liés au taux de change	(22)	(55)	(77)
31 décembre 2012	24 454	49 950	74 404
Provision			
31 décembre 2010	(3 028)	(6 712)	(9 740)
Amortissements et dépréciation	(1 622)	(1 770)	(3 392)
Perte de valeur (note 9)	(359)	—	(359)
Cessions	316	356	672
Ajustements liés au taux de change	(13)	(11)	(24)
31 décembre 2011	(4 706)	(8 137)	(12 843)
Amortissements et dépréciation	(1 634)	(2 060)	(3 694)
Perte de valeur (note 9)	(204)	(2 484)	(2 688)
Renversement de pertes de valeur (note 9)	34	143	177
Cessions	42	57	99
Ajustements liés au taux de change	(25)	28	3
31 décembre 2012	(6 493)	(12 453)	(18 946)
Immobilisations corporelles, montant net :			
31 décembre 2011	15 583	37 006	52 589
31 décembre 2012	17 961	37 497	55 458

(en millions de dollars)	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Coût	Provision	Valeur comptable nette	Coût	Provision	Valeur comptable nette
Sables pétrolifères	47 337	(10 440)	36 897	41 679	(6 548)	35 131
Exploration et production	16 335	(5 691)	10 644	13 757	(4 018)	9 739
Raffinage et commercialisation	9 498	(2 367)	7 131	8 834	(1 953)	6 881
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	1 234	(448)	786	1 162	(324)	838
	74 404	(18 946)	55 458	65 432	(12 843)	52 589

Au 31 décembre 2012, le solde des actifs en construction qui ne sont pas amortis s'élevait à 12,2 G\$ (16,2 G\$ au 31 décembre 2011).

Au 31 décembre 2012, les immobilisations corporelles comprenaient des contrats de location-financement d'une valeur comptable de 831 M\$ (425 M\$ au 31 décembre 2011).

17. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION

(en millions de dollars)	2012	2011
Solde au début de l'exercice	4 554	3 961
Acquisitions	—	716
Ajouts	478	657
Virements aux actifs pétroliers et gaziers	(1 598)	(237)
Coûts des forages improductifs	(145)	(21)
Cessions	—	(263)
Perte de valeur (note 9)	(88)	(211)
Amortissement	(24)	(44)
Différences de conversion	107	(4)
Solde à la clôture de l'exercice	3 284	4 554

18. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Participations	247	228
Autres	73	83
	320	311

19. GOODWILL ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Raffinage et commercialisation		Total
	Goodwill	Goodwill	Marque	Listes de clients	
31 décembre 2010	3 019	182	166	55	3 422
Décomptabilisation du goodwill (note 31)	(267)	(8)	—	—	(275)
Ajouts	—	—	—	3	3
Amortissement	—	—	—	(11)	(11)
31 décembre 2011	2 752	174	166	47	3 139
Décomptabilisation du goodwill	—	(2)	—	—	(2)
Ajouts	—	—	—	5	5
Amortissement	—	—	—	(14)	(14)
31 décembre 2012	2 752	172	166	38	3 128

La Société a effectué son dernier test de dépréciation du goodwill au 31 juillet 2012. Les valeurs recouvrables des UGT du secteur Sables pétrolifères ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de la vente, calculée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus des UGT. Les principales sources d'information sur les flux de trésorerie sont les plans d'affaires approuvés par les dirigeants de la Société qui ont été élaborés en fonction de facteurs macroéconomiques comme les courbes de prix de référence à terme pour les marchandises, les taux d'inflation et les tendances de l'offre et de la demande dans le secteur. Les flux de trésorerie projetés figurant dans les plans d'affaires ont été mis à jour au besoin afin de tenir compte des appréciations actuelles par le marché des principales hypothèses, notamment les prévisions à long terme concernant les prix des marchandises, les taux d'inflation, les taux de change et les taux d'actualisation propres à l'actif.

Les flux de trésorerie prévisionnels sont aussi fondés sur l'expérience passée, les tendances historiques et les évaluations des réserves et des ressources de la Société effectuées par des tiers en vue d'établir les profils et volumes de production, les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance. Les profils de production, les volumes des réserves, les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance sont conformes aux estimations approuvées dans le cadre du processus annuel d'évaluation des réserves de la Société et permettent d'établir la durée des flux de trésorerie sous-jacents utilisés aux fins du test par actualisation des flux de trésorerie.

Les estimations de flux de trésorerie futurs sont ajustées en fonction des risques spécifiques à l'actif et actualisés au taux d'actualisation après impôt. Le taux d'actualisation est calculé selon le coût du capital moyen pondéré qui est implicite dans des

transactions actuelles du marché pour des actifs similaires. Le taux d'actualisation après impôt appliqué aux projections de flux de trésorerie était de 10 % au 31 juillet 2012 (11 % au 31 juillet 2011), avec un taux de croissance égal au taux courant d'inflation de 2 % (2 % au 31 juillet 2011). Par suite de cette analyse, la direction n'a pas relevé de dépréciation relativement au secteur Sables pétrolifères, ni au goodwill qui y a été attribué.

Au 31 juillet 2012, la Société a également effectué un test de dépréciation du goodwill de son secteur Raffinage et commercialisation, et aucune dépréciation relativement au secteur n'a été relevée, ni au goodwill qui y a été attribué.

20. FACILITÉS D'EMPRUNT ET DE CRÉDIT

Les facilités d'emprunt et de crédit se composent des éléments suivants :

Dettes à court terme

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Papier commercial ¹⁾	775	761
Autres	1	2
Total de la dette à court terme	776	763

1) Le papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un prêteur distinct. La Société est autorisée à émettre du papier commercial d'une valeur maximale de 2,5 G\$ et dont l'échéance est d'au plus 365 jours. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 0,4 % (0,4 % au 31 décembre 2011).

Dettes à long terme

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société		
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 \$ US)	746	763
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (900 \$ US)	921	942
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 144	1 170
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (600 \$ US)	556	566
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 \$ US)	498	509
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (300 \$ US)	259	263
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 \$ US)	498	509
Billets à 6,10 %, échéant en 2018 (1 250 \$ US)	1 244	1 271
Billets à 6,05 %, échéant en 2018 (600 \$ US)	606	621
Billets à 5,00 %, échéant en 2014 (400 \$ US)	402	413
Billets à 4,00 %, échéant en 2013 (300 \$ US)	299	305
Déventures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 \$ US)	256	263
Déventures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 \$ US)	303	312
Déventures à 9,25 %, échéant en 2021 (300 \$ US)	361	376
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
Total de la dette à long terme non garantie	9 393	9 583
Dettes à long terme garanties	13	13
Contrats de location-financement ²⁾	894	476
Frais de financement différés	(51)	(56)
	10 249	10 016
Tranche à court terme de la dette à long terme		
Contrats de location-financement	(12)	(12)
Billets à 4,00 %, échéant en juillet 2013 (300 \$ US)	(299)	—
	(311)	(12)
Total de la dette à long terme	9 938	10 004

2) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 4,6 % à 13,4 %, et les dates d'échéance s'échelonnent de 2017 à 2037.

Paievements prévus au titre du remboursement sur la dette

Les paiements de capital prévus au titre des contrats de location-financement, de la dette à court terme et de la dette à long terme se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Remboursement
2013	1 087
2014	427
2015	18
2016	19
2017	19
Par la suite	9 447
	11 017

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit disponibles et inutilisées :

(en millions de dollars)	2012
Entièrement renouvelable d'une durée d'un an après la date d'échéance (novembre 2013)	2 000
Entièrement renouvelable, échéant en 2013 et 2014	924
Entièrement renouvelable d'une durée de quatre ans, échéant en 2016	3 000
Résiliables en tout temps au gré des prêteurs	379
Total des facilités de crédit	6 303
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(775)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie ³⁾	(793)
Total des facilités de crédit inutilisées	4 735

3) La société garantit certaines obligations et certains engagements au moyen de lettres de crédit, dont une tranche de 150 M\$ étant en trésorerie au 31 décembre 2012.

21. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	1 634	1 683
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 25)	242	187
Produits différés	77	84
Obligation d'achat se rapportant à Fort Hills ¹⁾	223	275
Prime à la signature des CEPP en Libye ²⁾	72	73
Autres	62	90
	2 310	2 392

1) Dans le cadre de l'acquisition de 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. Pour payer cet investissement, la Société financera des dépenses de 375 M\$ au-delà de sa participation directe. La valeur comptable de l'obligation relative à Fort Hills, fondée sur les versements estimatifs actualisés sur le financement, s'est établie à 300 M\$ au 31 décembre 2012 (327 M\$ en 2011), et la tranche échéant dans moins d'un an, soit 77 M\$ (52 M\$ en 2011), est constatée dans les dettes et charges à payer.

2) La Société a aussi repris le solde de 500 M\$ 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 (« CEPP ») en Libye par Petro-Canada jusqu'en 2013. La Société a aussi contracté une obligation de 47 M\$ US relativement à un consentement de fusion. La valeur comptable de l'obligation totale liée à la Libye s'est établie à 86 M\$ au 31 décembre 2012 (342 M\$ en 2011), et la tranche échéant dans moins d'un an, soit 14 M\$ (269 M\$ en 2011), est constatée dans les dettes et charges à payer.

22. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Aux termes des régimes de retraite à prestations définies de la Société, des prestations sont versées au moment du départ à la retraite en fonction des années de service et de la moyenne des derniers salaires, le cas échéant. La Société s'acquitte de ces obligations par la capitalisation des régimes de retraite agréés et par le versement de rentes au titre des régimes supplémentaires de retraite non agréés, lesquelles peuvent être provisionnées sur une base volontaire par le truchement de conventions de retraite ou simplement être versées aux prestataires. Le montant et le moment de la capitalisation future de ces régimes

supplémentaires dépendent de la politique de capitalisation, telle qu'elle est approuvée par le conseil d'administration. 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 de retraite agissant au nom des prestataires. Le comité fait appel à des gestionnaires et à des experts indépendants.

La capitalisation des régimes de retraite agréés 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. Les évaluations les plus récentes sont en date du 31 décembre 2012. Aux fins comptables, la Société évalue les actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre.

Les autres avantages postérieurs au départ à la retraite de la Société, qui ne sont pas capitalisés, offrent certaines protections pour soins de santé et couvertures d'assurance vie aux salariés à la retraite et aux personnes à charge admissibles qui leur survivent.

La Société offre également un certain nombre de régimes à cotisations définies, y compris un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis qui correspond à une cotisation annuelle de 5,0 % à 11,5 % des gains ouvrant droit à pension des employés participants.

Obligations au titre des prestations définies et situation de capitalisation

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Autres avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2012	2011	2012	2011
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice	3 698	3 219	510	462
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	143	111	11	10
Cotisations salariales	14	13	—	—
Prestations versées	(172)	(161)	(18)	(17)
Coût financier	163	165	22	23
Incidence des taux de change	2	(18)	—	—
Règlements	2	(6)	—	—
Écart actuariel	287	375	20	32
Obligation au titre des prestations à la clôture de l'exercice	4 137	3 698	545	510
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	2 499	2 335	—	—
Cotisations patronales	267	205	—	—
Cotisations salariales	14	13	—	—
Prestations versées	(172)	(161)	—	—
Incidence des taux de change	2	3	—	—
Règlements	2	(7)	—	—
Rendement prévu des actifs des régimes	164	160	—	—
Écart actuariel	67	(49)	—	—
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	2 843	2 499	—	—
Obligation non capitalisée, montant net	1 294	1 199	545	510

Le montant net de l'obligation non capitalisée est comptabilisé aux postes « Dettes et charges à payer » et « Autres passifs non courants » aux états consolidés de la situation financière (note 21).

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Autres avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2012	2011	2012	2011
Analyse du montant passé en résultat :				
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	143	111	11	10
Coût financier	163	165	22	23
Règlements	—	1	—	—
Rendement prévu des actifs des régimes	(164)	(160)	—	—
Charge au titre des régimes à prestations définies	142	117	33	33
Charge au titre des régimes à cotisations définies	53	43	—	—
Charge totale au titre des régimes de prestations passée en résultat	195	160	33	33

L'historique de l'excédent et du déficit et des profits et pertes actuariels est le suivant :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite			Autres avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Obligation au titre des prestations aux 31 décembre	4 137	3 698	3 219	545	510	462
Moins la juste valeur des actifs des régimes aux 31 décembre	2 843	2 499	2 335	—	—	—
Montant net de l'obligation non financé	1 294	1 199	884	545	510	462
(Profits) pertes actuarielles des actifs des régimes	(67)	49	(82)	—	—	—
Modification des hypothèses sur lesquelles repose la valeur actualisée des passifs des régimes	269	367	240	33	35	45
Pertes (profits) actuarielles découlant des passifs du régime	18	8	3	(13)	(3)	(5)
Écart actuariel constaté dans les autres éléments du résultat global	220	424	161	20	32	40
Montant cumulé constaté dans les autres éléments du résultat global	805	585	161	92	72	40

Hypothèses actuarielles

Le coût des régimes de prestations définies et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par des calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées, qui tient compte des années de service des salariés et de leur salaire actuel, ainsi que d'une projection des salaires et des années de service jusqu'à la retraite.

Les principales hypothèses actuarielles moyennes pondérées sont les suivantes :

(en pourcentage)	Prestations de retraite		Autres avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2012	2011	2012	2011
Obligation au titre des prestations aux 31 décembre				
Taux d'actualisation	3,90	4,40	3,90	4,40
Taux de croissance de la rémunération	3,65	3,70	3,75	3,70
Charge au titre des régimes d'avantages du personnel aux 31 décembre				
Taux d'actualisation	4,40	5,10	4,40	5,25
Rendement prévu des actifs des régimes	6,45	6,70	s.o.	s.o.
Taux de croissance de la rémunération	3,65	3,70	3,75	4,00

Le taux d'actualisation est fondé sur le taux d'intérêt des obligations de qualité dont les échéances sont semblables à celles des obligations au titre des prestations.

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.

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 d'actifs du portefeuille, ainsi que des rendements futurs prévus pour chaque catégorie d'actifs. Le rendement prévu pour chaque catégorie d'actifs 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.

Afin de calculer le coût prévu des autres avantages postérieurs au départ à la retraite, il a été présumé que le coût par personne pour les soins de santé couverts augmenterait annuellement de 7 % en 2012 (7 % en 2011). Il est présumé que ce taux de croissance demeurera stable en 2013 et en 2014 et qu'il diminuera de 0,5 % par an pour s'établir à 5,0 % d'ici 2018 et se maintenir à ce niveau par la suite.

Les tendances présumées des taux d'actualisation et des coûts des soins de santé peuvent avoir une incidence marquée sur les montants présentés à l'égard des obligations au titre de prestations de retraite et des autres avantages postérieurs au départ à la retraite. Une variation de 1 % de ces hypothèses aurait les effets suivants :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite	
	Hausse	Baisse
Taux d'actualisation		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	(16)	16
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(460)	559

(en millions de dollars)	Autres avantages postérieurs au départ à la retraite	
	Hausse	Baisse
Taux d'actualisation		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	(1)	1
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(66)	83

Coûts des soins de santé		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	2	(2)
Incidence sur les obligations au titre des prestations	49	(41)

Actifs et objectifs de placement des régimes

L'objectif de placement à long terme de la Société est de garantir les prestations définies, 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 caisses en gestion distincte ou de fonds cotés en bourse.

Aux 31 décembre, la répartition moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la Société, en fonction des cours du marché, s'établissait comme suit :

(en pourcentage)	2012	2011
Titres de capitaux propres	58	55
Titres à revenu fixe	42	45
Total	100	100

Les titres de capitaux propres ne comprennent aucun placement direct dans des actions de Suncor.

La Société prévoit verser des cotisations en trésorerie de 276 M\$ dans ses régimes de retraite à prestations définies en 2013.

23. PROVISIONS

(en millions de dollars)	Démantèlement et remise en état ¹⁾	Redevances ²⁾	Autres	Total
31 décembre 2010	2 633	370	420	3 423
Passifs engagés	219	237	42	498
Modification des estimations	1 690	4	1	1 695
Passifs réglés	(496)	(256)	(63)	(815)
Désactualisation	140	—	6	146
Cession d'actifs	(390)	—	—	(390)
Incidence des taux de change	5	—	1	6
31 décembre 2011	3 801	355	407	4 563
Moins la tranche à court terme	(372)	(355)	(84)	(811)
	3 429	—	323	3 752
31 décembre 2011	3 801	355	407	4 563
Passifs engagés	378	317	408	1 103
Modification des estimations	783	51	(14)	820
Passifs réglés	(433)	(356)	(73)	(862)
Désactualisation	163	—	6	169
Incidence des taux de change	(4)	—	—	(4)
31 décembre 2012	4 688	367	734	5 789
Moins la tranche à court terme	(395)	(367)	(94)	(856)
	4 293	—	640	4 933

- 1) Représente les provisions pour démantèlement et remise en état associées à la mise hors service d'immobilisations corporelles et d'actifs de prospection et d'évaluation. Les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations au 31 décembre 2012 totalisaient environ 8,1 G\$ (7,3 G\$ au 31 décembre 2011). Un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit moyen pondéré de 3,75 % a été utilisé pour actualiser la provision constatée au 31 décembre 2012 (4,3 % au 31 décembre 2011). Le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé tient compte de la durée prévue des provisions. Les paiements en vue de régler les provisions pour démantèlement et remise en état sont effectués de façon continue et se poursuivront pendant la durée de vie des actifs opérationnels, qui peut dépasser 50 ans.
- 2) En 2010, le ministère de l'Énergie de la province d'Alberta a envoyé à la Société un avis concernant les ajustements relatifs à la qualité et au transport devant être utilisés aux termes des règlements ministériels concernant la méthode d'évaluation du bitume (Bitumen Valuation Methodology (« BVM ») Regulations) pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance le 31 décembre 2015. Au quatrième trimestre de 2012, la Société a accepté, par suite de protestations, de remettre 328 M\$ pour les exercices 2011 et 2012. La Société tente toujours d'obtenir un règlement définitif en ce qui concerne l'ajustement relatif à la qualité.

24. 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.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

En septembre 2012, la Société a réalisé son premier programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et d'options de vente et a aussi annoncé un deuxième programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat aux fins d'annulation d'au plus 1 G\$ de ses actions ordinaires entre le 20 septembre 2012 et le 19 septembre 2013.

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012, la Société a racheté 46,9 millions (17,1 millions en 2011) de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 1 451 M\$ (500 M\$ en 2011), déduction faite de la prime des options de 1,3 M\$ (néant en 2011) comptabilisée dans le capital-actions. Une tranche de 609 M\$ (222 M\$ en 2011) de ce montant a été imputée au capital-actions et une tranche de 842 M\$ (278 M\$ en 2011), aux résultats non distribués.

La Société a aussi comptabilisé un passif de 48 M\$ pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne prévue aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant. Du passif comptabilisé, 19 M\$ ont été imputés au capital-actions et 29 M\$, aux résultats non distribués.

25. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

a) Régimes d'options sur actions

Les options sur actions qui confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires à un prix correspondant au cours des actions à la date d'attribution, sous réserve de la satisfaction des conditions d'acquisition, sont comptabilisées comme réglées en actions. Les options sur actions que le porteur peut exercer en échange de trésorerie ou d'actions ordinaires sont comptabilisées comme réglées en trésorerie.

Régimes d'options sur actions dont les paiements sont réglés en actions

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. Les options attribuées ont une durée de sept ans, et les droits qui s'y rattachent sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

ii) Régimes abolis

Les régimes suivants étaient en place avant le 1^{er} août 2009 : régime d'options sur actions liées au rendement SunShare 2012, régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, régime d'options sur actions à l'intention des contributeurs clés et régime d'options sur actions de l'ancienne société Petro-Canada. En ce qui a trait aux options attribuées par ces régimes, elles ont généralement une échéance de 7 à 10 ans, et les droits sont acquis sur une période allant jusqu'à 4 ans. Au 1^{er} janvier 2013, les droits des options sur actions liées au rendement SunShare 2012 seront entièrement acquis. Toutes les options en circulation dont les droits ne sont pas acquis au 1^{er} janvier 2013 seront automatiquement échues.

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

	2012	2011
Dividende annuel par action	0,50 \$	0,43 \$
Taux d'intérêt sans risque	1,91 %	2,50 %
Durée prévue	5 ans	5 ans
Volatilité prévue	50 %	49 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	15,01 \$	16,52 \$

La durée prévue est fondée sur les antécédents et les prévisions actuelles. La volatilité prévue tient compte de l'hypothèse selon laquelle la volatilité historique sur une période similaire à la durée des options est représentative des tendances futures.

Régimes d'options sur actions dont les paiements sont réglés en trésorerie

i) Options sur actions de Suncor Énergie Inc. comportant une composante de droits à la plus-value

Des options ont été attribuées aux termes du régime entre le 1^{er} août 2009 et le 31 juillet 2010. Chaque option comportait une composante de droits à la plus-value. Les options attribuées ont une durée de sept ans, et les droits qui s'y rattachent sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

ii) Options sur actions de l'ancienne société Petro-Canada comprenant une méthode de versement en trésorerie

Ce régime a été aboli le 1^{er} août 2009. Les options étaient attribuées aux dirigeants et aux salariés clés, et pouvaient être exercées en échange d'actions ordinaires ou d'un paiement en trésorerie. Les options attribuées ont une durée de sept ans, et les droits qui s'y rattachent sont acquis sur quatre ans, à raison d'une portion par an.

Les variations du nombre total d'options sur actions en cours se présentent comme suit :

	2012		2011	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
Options en cours au début de l'exercice	59 178	35,25	67 638	32,94
Options attribuées	5 101	34,50	5 840	41,08
Options exercées	(10 803)	17,31	(9 918)	20,93
Options frappées d'extinction/échues	(6 152)	42,08	(4 382)	40,51
Options en cours à la clôture de l'exercice	47 324	38,33	59 178	35,25
Options pouvant être exercées à la clôture de l'exercice	29 834	36,23	39 482	32,03

Comme des options sont exercées régulièrement tout au long de l'exercice, le cours moyen pondéré de l'action pour l'exercice, soit 31,94 \$ (36,18 \$ en 2011), est représentatif du cours moyen pondéré de l'action à la date d'exercice.

Les fourchettes de prix d'exercice et les durées contractuelles résiduelles moyennes pondérées des options en cours au 31 décembre 2012 sont présentées ci-après :

Prix d'exercice (\$)	Options en cours	
	Nombre (en milliers)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)
11,99 à 19,99	3 592	2
20,00 à 29,99	3 494	2
30,00 à 39,99	14 184	4
40,00 à 49,99	25 015	3
50,00 à 69,97	1 039	2
Total	47 324	3

Le tableau ci-dessous présente 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.

(en milliers)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
	7 020	10 347

b) Droits à la plus-value des actions (« DPV »)

Les droits à la plus-value des actions (DPV) permettent au porteur de recevoir un paiement en trésorerie correspondant à l'écart entre le prix d'exercice établi et le cours des actions ordinaires de la Société à la date d'exercice. Ils sont comptabilisés comme des attributions dont les paiements sont réglés en trésorerie.

i) DPV de Suncor Énergie Inc.

Ces DPV ont une durée de sept ans et sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

ii) DPV de l'ancienne société Petro-Canada

Ce régime a été aboli le 1^{er} août 2009. Ces DPV ont une durée de sept ans et sont acquis sur quatre ans, à raison d'une portion par an.

Les variations du nombre de DPV en cours se présentent comme suit :

	2012		2011	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
DPV en cours au début de l'exercice	8 752	29,32	11 285	28,97
DPV attribués	101	34,51	197	41,26
DPV exercés	(482)	20,53	(2 003)	29,54
DPV frappés d'extinction/échus	(595)	32,86	(727)	28,10
DPV en cours à la clôture de l'exercice	7 776	29,65	8 752	29,32
DPV pouvant être exercés à la clôture de l'exercice	6 568	30,80	5 625	31,49

c) Régimes d'unités d'actions

Les régimes d'unités d'actions de la Société sont comptabilisés comme des régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie.

Les unités d'actions fondées sur le rendement (UAFR) reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement en trésorerie (de 0 % à 200 % du cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition des droits) en fonction du rendement total pour les actionnaires de Suncor (augmentation du cours de l'action + 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 des droits. 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 en trésorerie 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 dirigeants peuvent choisir de recevoir la moitié ou la totalité de leur prime liée au rendement sous forme d'UAD.

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

(en milliers)	UAFR	UAR	UAD
Unités en cours au 31 décembre 2010	3 747	6 450	2 299
Unités attribuées	2 050	4 237	152
Unités rachetées contre trésorerie	(224)	(840)	(749)
Unités frappées d'extinction/échues	(913)	(553)	—
Unités en cours au 31 décembre 2011	4 660	9 294	1 702
Unités attribuées	1 021	6 803	198
Unités rachetées contre trésorerie	(1 168)	(2 666)	(263)
Unités frappées d'extinction/échues	(135)	(566)	—
Unités en cours au 31 décembre 2012	4 378	12 865	1 637

Charge (recouvrement) de la rémunération fondée sur des actions

Le tableau ci-dessous résume la charge (le recouvrement) de la rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux » des états consolidés du résultat global :

(en millions de dollars)	2012	2011
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	83	94
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	269	(95)
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	352	(1)

Passif comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions

La Société a constaté un passif de 523 M\$ au 31 décembre 2012 (405 M\$ au 31 décembre 2011), dont une tranche de 281 M\$ (218 M\$ au 31 décembre 2011) a été classée dans le passif courant, en fonction de la juste valeur des attributions comptabilisées comme attributions dont les paiements sont réglés en trésorerie. Au 31 décembre 2012, la valeur intrinsèque des droits acquis s'établissait à 237 M\$ (161 M\$ au 31 décembre 2011).

26. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

Les instruments financiers de la Société sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des créances, des contrats dérivés, de la quasi-totalité des dettes et charges à payer, de la dette et d'une partie des autres actifs et des autres passifs non courants.

Instruments financiers non dérivés

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

La juste valeur des instruments financiers de la Société inclus dans les autres actifs a été calculée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. Les données utilisées dans le modèle reposent sur des données de marché observables, lorsqu'elles sont disponibles.

La dette à long terme et les passifs financiers non courants de la Société sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode des intérêts effectifs. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 9,4 G\$ (9,6 G\$ au 31 décembre 2011) et la juste valeur, à 11,8 G\$ (11,4 G\$ au 31 décembre 2011). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

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 et contrats financiers), y compris des swaps, des contrats à terme et des options, pour gagner des produits tirés des activités de négociation.

Les profits et les pertes découlant des activités de négociation sont présentés dans les autres produits du secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations. L'incidence de ces contrats sur le résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2012 correspond à un profit de 246 M\$ (profit de 301 M\$ en 2011).

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 IFRS, sont perçus comme économiquement efficaces pour gérer le risque lié aux fluctuations du cours des marchandises et des taux de change et constituent un élément du programme global de gestion des risques de la Société.

Les profits et les pertes associés aux dérivés de gestion des risques sont présentés dans les autres produits du secteur opérationnel auquel ils se rapportent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, l'incidence sur le résultat de ces contrats correspond à un profit de 1 M\$ (perte de 22 M\$ en 2011).

Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés non désignés

(en millions de dollars)	Gestion des risques	Négociation de l'énergie	Total
Juste valeur des contrats en cours au 1 ^{er} janvier 2011	13	(87)	(74)
Juste valeur des contrats réalisés durant la période	9	(248)	(239)
Variation de la juste valeur durant la période	(22)	301	279
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2011	—	(34)	(34)
Juste valeur des contrats réalisés pendant la période	(2)	(255)	(257)
Variation de la juste valeur pendant la période	1	246	247
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2012	(1)	(43)	(44)

b) Hiérarchie de la juste valeur

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 des 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 sur le marché. La Société classe les données utilisées pour déterminer les justes valeurs en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir de la mesure dans laquelle 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 de clôture. 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 aux 31 décembre 2012 et 2011, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	1	33	3	37
Dettes	(18)	(51)	(2)	(71)
Solde au 31 décembre 2011	(17)	(18)	1	(34)
Créances	5	47	1	53
Dettes	(12)	(85)	—	(97)
Solde au 31 décembre 2012	(7)	(38)	1	(44)

Gestion des risques

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

La Société applique des procédures de gouvernance formelles pour la gestion des risques financiers. Le comité de gestion du risque lié aux prix des marchandises est responsable de la surveillance de la gestion par la Société des risques liés à la

négociation et des risques de crédit. Les activités de négociation s'entendent des activités ayant pour but d'améliorer l'exploitation de la Société et sa rentabilité grâce à la connaissance des tendances du marché, la diversification du marché, les économies d'échelle, un meilleur accès au transport et l'effet de levier des actifs, qu'ils soient physiques ou contractuels. Les activités de négociation comprennent également les activités de couverture stratégique et opérationnelle. Relevant du conseil d'administration de la Société, 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.

La nature des risques auxquels est exposée la Société et ses politiques de gestion de ces risques n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2011.

1) Risque de marché

Le risque de marché s'entend du risque ou 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 défavorablement 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 Suncor 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. La Société peut réduire son exposition au risque lié au prix des marchandises au moyen d'un certain nombre de stratégies, notamment la conclusion de contrats à prix fixe visant une partie de la production de pétrole brut prévue, la conclusion de contrats d'option pour limiter l'exposition aux fluctuations du cours du pétrole brut et la couverture du risque lié au gaz naturel afin de gérer les écarts de prix régionaux.

Au 31 décembre 2012, une augmentation du prix du baril de pétrole brut de 1,00 \$ US et du prix du gaz naturel de 0,10 \$ US/kpi³ résulterait en une diminution du résultat avant impôt de la Société de respectivement environ 9 M\$ et 2 M\$.

b) Risque de change

La Société est exposée au risque de change en ce qui a trait aux produits des activités ordinaires, aux dépenses en immobilisations ou aux instruments financiers qui sont libellés dans une monnaie autre que le dollar canadien, monnaie fonctionnelle de la Société. Comme le prix du pétrole brut est établi en dollars américains, les fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien peuvent avoir un effet important sur les produits des activités ordinaires de la Société. L'exposition de la Société est contrebalancée en partie par l'émission de titres de créance à long terme libellés en dollars US et par le financement de projets d'investissement en dollars US. Au 31 décembre 2012, un raffermissement de 1 % du dollar canadien par rapport au dollar américain résulterait en une diminution du résultat avant impôt d'environ 86 M\$.

La Société est aussi exposée au risque de change lié à ses établissements étrangers autonomes qui ont une monnaie fonctionnelle différente de la sienne, la plupart du temps le dollar américain ou l'euro (€). Au 31 décembre 2012, un raffermissement de 1 % du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro résulterait en une diminution des autres éléments du résultat global de respectivement 46 M\$ et 26 M\$.

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. L'exposition de la Société à ce risque est principalement liée au crédit renouvelable des billets de trésorerie.

Pour gérer le risque lié à la volatilité des taux d'intérêt auquel elle est exposée, la Société peut conclure périodiquement des swaps de taux d'intérêt. Ces contrats permettent de réduire les coûts d'emprunt de la Société au moyen d'une combinaison de dettes à taux fixe et à taux variable. Au 31 décembre 2012, la dette à taux variable représentait 8 % du total de l'encours de la dette. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur le total de la dette pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 était de 6,0 %.

Le résultat net de la Société est sensible à la fluctuation des taux d'intérêt de la tranche à intérêt variable de la dette. Dans la mesure où la charge d'intérêts n'est pas capitalisée, si les taux d'intérêt applicables aux instruments à taux variable avaient augmenté de 1 %, le résultat avant impôt de la Société aurait diminué d'environ 8 M\$, en supposant que le montant de la dette et la proportion taux fixe/taux variable ne changent pas à partir du 31 décembre 2012 et que les fluctuations de taux d'intérêt s'appliquent depuis le début de l'exercice.

2) Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend du risque que Suncor ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières lorsque celles-ci seront exigibles. La Société réduit ce risque en prévoyant ses dépenses et en maintenant des liquidités suffisantes et des facilités de crédit afin de couvrir ses dépenses. Au 31 décembre 2012, la trésorerie et les équivalents de Suncor ainsi que le total des facilités de crédit s'établissaient à respectivement 4,4 G\$ et à 6,3 G\$.

La trésorerie excédentaire est investie dans une gamme de titres du marché monétaire à court terme. La Société ne peut investir que dans des titres d'État ou de sociétés de qualité. La diversification de ces placements est assurée par le maintien de limites de crédit attribuées aux contreparties.

Le tableau suivant présente le calendrier des sorties de fonds se rapportant aux dettes fournisseurs et autres charges à payer et à la dette.

(en millions de dollars)	31 décembre 2012	
	Dettes fournisseurs et autres charges à payer ¹⁾	Dettes ²⁾
Moins d'un an	6 469	1 756
De 1 à 3 ans	300	1 732
De 3 à 5 ans	—	1 301
Plus de 5 ans	—	17 648
	6 769	22 437

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-financement 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 réussisse pas à s'acquitter d'une obligation ou à payer des montants exigibles et fasse ainsi subir une perte financière à l'autre partie. La Société a adopté une politique de crédit qui vise à établir, à l'échelle de la Société, une norme de pratique pour mesurer et surveiller le risque de crédit. La politique indique la délégation de pouvoirs, les procédures de contrôle préalable 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, la solvabilité de ce dernier 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 est devenu moins solide 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 produits 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 créances de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujetties au risque de crédit normal de l'industrie. Au 31 décembre 2012, la quasi-totalité des créances clients de la Société venait à échéance dans moins d'un an. En raison de l'agitation politique continue en Syrie, la Société a sorti le reste de ses créances en Syrie (67 M\$) au deuxième trimestre de 2012. Une diminution de 63 M\$ de créances avait précédemment été comptabilisée au 31 décembre 2011.

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 de clôture. Au 31 décembre 2012, le risque auquel était exposée la Société se chiffrait à 53 M\$.

27. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le principal objectif de la Société concernant la gestion du capital consiste à maintenir une situation financière prudente 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 principalement le capital au moyen de deux ratios : le ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾ 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 opérationnelles 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 opérationnelles de l'exercice.

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'emprunt 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 2012 et 2011, la Société a respecté tous ses engagements financiers.

La stratégie de la Société en 2012, la même qu'en 2011, 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 qualité. La Société exerce ses activités dans un environnement changeant, et les ratios peuvent périodiquement dépasser les cibles de la direction.

31 décembre (en millions de dollars)	Mesure ciblée pour le capital	2012	2011
Composants des ratios			
Dette à court terme		776	763
Tranche à court terme de la dette à long terme		311	12
Dette à long terme		9 938	10 004
Dette totale		11 025	10 779
Moins la trésorerie et les équivalents		4 393	3 803
Dette nette		6 632	6 976
Capitaux propres		39 223	38 600
Capitalisation totale (dette totale majorée des capitaux propres)		50 248	49 379
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾		9 745	9 746
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<2,0 fois	0,7	0,7
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		22 %	22 %

1) Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont présentés compte non tenu des variations du fonds de roulement hors trésorerie, cette mesure étant une mesure financière hors PCGR.

28. ENTITÉS CONTRÔLÉES CONJOINTEMENT ET PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

Les entités contrôlées conjointement et les entreprises associées se présentaient comme suit au 31 décembre 2012 :

Entités contrôlées conjointement	%
Fort Hills Energy L.P.	40,8
Syncrude Canada Ltd. ¹⁾	12,0
Voyageur Upgrader L.P.	51,0
Coentreprise d'énergie éolienne Magrath Windfarm	33,3
Coentreprise d'énergie éolienne Chin Chute	33,3
Coentreprise d'énergie éolienne Ripley	50,0
Coentreprise d'énergie éolienne Wintering Hills	70,0
Chimies Parachem S.E.C./Parachem Chemicals L.P.	51,0
UPI Inc.	50,0
Participation dans les entreprises associées	%
Montreal Pipeline Ltd.	23,8
Pipelines Trans-Nord Inc.	33,3

1) Syncrude Canada Ltd. est l'exploitant de la coentreprise d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude, qui représente un actif sous contrôle commun. Syncrude Canada Ltd. est responsable de la gestion et de l'administration de cet actif.

Le tableau ci-dessous présente un sommaire de l'information financière relative aux entités sous contrôle commun et aux entreprises associées dans lesquelles la Société détient une participation :

a) Entités contrôlées conjointement

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actif courant	196	127
Actif non courant	1 535	2 935
	1 731	3 062
Passif courant	355	135
Passif non courant	153	146
	508	281
Produits des activités ordinaires et autres produits	533	541
Charges	2 432	746
Résultat net	(1 899)	(205)

b) Participation dans les entreprises associées

(en millions de dollars)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actif courant	7	7
Actif non courant	82	84
	89	91
Passif courant	18	21
Passif non courant	34	39
	52	60
Produits des activités ordinaires et autres produits	42	38
Charges	34	32
Résultat net	8	6

29. INFORMATION RELATIVE AUX PARTIES LIÉES

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités. Il s'agit principalement de ventes à des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société. Compte tenu des éliminations, les produits opérationnels tirés de ces transactions se sont établis à 1,313 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (780 M\$ en 2011). Au 31 décembre 2012, les créances sur les parties liées se sont établies à 205 M\$ (60 M\$ en 2011).

Rémunération des principaux dirigeants

La rémunération du conseil d'administration et des membres de la haute direction pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2012	2011
Avantages à court terme	18	17
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite	4	3
Rémunération fondée sur des actions	32	29
	54	49

30. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

a) Engagements

Les paiements futurs aux termes des contrats de location simple conclus par la Société dans le cadre d'ententes de transport par pipeline et pour la location de diverses installations, stations-service et autres immobilisations corporelles, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Dans moins d'un an	Dans plus d'un an à moins de cinq ans	Dans plus de cinq ans	Total
Engagements relatifs à l'exploitation et autres	1 572	3 973	8 176	13 721
Engagements relatifs aux activités de prospection	67	205	—	272
31 décembre 2012	1 639	4 178	8 176	13 993

Les principaux contrats de location simple ont diverses dates d'échéance jusqu'en 2035. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la charge relative aux contrats de location simple s'est élevée à 1,2 G\$ (1,1 G\$ en 2011).

En plus de ses engagements au titre des contrats de location simple figurant dans le tableau ci-dessus, la Société a, dans le cours normal de ses activités, des engagements à l'égard de biens, de services et de matières premières, pouvant être résiliés moyennant un court préavis. Ces engagements comprennent des contrats d'achat de marchandises qui sont négociés au prix du marché.

b) Éventualités

Passifs éventuels au titre de poursuites et d'ordre environnemental

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 importante sur sa situation financière consolidée.

La Société peut également faire face à des passifs environnementaux éventuels, au-delà des obligations liées au démantèlement et à la remise en état abordées à la note 23. Ces passifs sont évalués individuellement et sont reflétés dans les états financiers de la Société s'ils sont importants et qu'il est plus probable qu'improbable qu'ils soient engagés. Ces passifs relèvent principalement de la réduction de la contamination des sites où la Société exerce ses activités. Quant aux passifs environnementaux éventuels non comptabilisés, la Société estime qu'ils n'auront pas d'incidence importante 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 opérationnelles de la Société. Bien qu'il soit actuellement impossible d'en établir l'incidence finale sur le résultat net, il est toutefois possible d'avancer qu'elle pourrait être importante.

Risques opérationnels

La Société est également exposée à certains risques opérationnels qu'elle réduit en maintenant un programme d'assurance tous risques dans les limites et les franchises que la direction estime acceptables.

La Société a souscrit 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 2012, le programme d'assurance de Suncor comprenait une protection de 1,1 G\$ US pour les risques liés aux sables pétroliers, de 1,3 G\$ US pour les risques liés aux activités extracôtières et de 563 M\$ 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 une assurance sur les biens principaux de 300 M\$ US couvrant la totalité de ses actifs. Dans le cours normal de ses activités, Suncor a conclu des instruments d'atténuation des risques d'un montant total de 405 M\$ relativement à certains de ses établissements à l'étranger.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M\$ lié aux instruments d'atténuation des risques pour ses activités en Syrie. Ce produit est assujetti à un remboursement provisoire advenant la reprise des activités de la Société, et a donc été comptabilisé au 31 décembre 2012 dans la tranche non courante de la provision (note 9).

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.

c) Garanties

Au 31 décembre 2012, la Société a conclu diverses ententes d'indemnisation avec des tiers comme il est décrit ci-dessous et fournissait des garanties de prêt à certains concessionnaires des ventes au détail, à des marchands de gros et à des filiales de la Société.

La Société a accepté d'indemniser les porteurs de tous les billets et débetures, de même que les prêteurs de crédit de la Société (note 20) contre les coûts additionnels liés aux retenues d'impôt à la source. 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 n'est pas en mesure de déterminer le montant maximal pouvant être exigible, car la réglementation et la législation gouvernementales sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Aux termes de ces conventions, la Société a l'option de racheter ou de résilier ces contrats si des coûts additionnels sont engagés.

La Société a également garanti sa participation directe dans une coentreprise relativement à des accords de services de transport que celle-ci a conclus avec des tiers. Le montant garanti se limite à la participation de la société dans la coentreprise. Au 31 décembre 2012, la probabilité que ces engagements de garantie aient une incidence sur la Société est faible.

31. TRANSACTION AVEC TOTAL

En 2011, Suncor a conclu une entente de coentreprise avec Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Par suite de cette transaction, Suncor a acquis une participation de 36,75 % dans Joslyn pour une contrepartie de 842 M\$ après les ajustements de clôture. Total a fait l'acquisition d'une participation de 49,0 % dans Voyageur, d'une participation additionnelle de 19,2 % dans le projet de Fort Hills (ce qui a eu pour effet de réduire la participation de Suncor de 60,0 % à 40,8 %) et de droits sur une technologie d'extraction exclusive à la Société pour une contrepartie en trésorerie de 2,662 G\$ après ajustements de clôture.

Au total, Suncor a constaté une perte de 124 M\$, compte tenu des ajustements de clôture finaux, liée à la cession de ses participations dans Voyageur et Fort Hills et à la vente de sa technologie. La perte comprend la décomptabilisation du goodwill de 267 M\$ associé à la cession des participations dans Fort Hills et Voyageur.

32. COÛTS DES FORAGES D'EXPLOITATION INTERROMPUS

(en millions de dollars)	2012	2011
Début de l'exercice	387	266
Ajouts	4	122
Virements vers les actifs pétroliers et gaziers	—	—
Passation en charge des coûts capitalisés des forages d'exploration	(73)	(1)
Ajustements liés au taux de change	—	—
Clôture de l'exercice	318	387

Le tableau suivant présente une chronologie des montants inscrits à l'actif des forages d'exploration interrompus aux 31 décembre, en fonction de la date d'achèvement de chaque puits.

(en millions de dollars)	2012	2011
Coûts liés aux forages d'exploration interrompus inscrits à l'actif pour une période de moins d'un an	4	122
Coûts liés aux forages d'exploration interrompus inscrits à l'actif pour une période de plus d'un an	314	265
	318	387
Nombre de forages d'exploration interrompus inscrits à l'actif pour une période de plus d'un an	8	9

Les coûts inscrits à l'actif des forages d'exploration interrompus avant la clôture de l'exercice 2012 sont associés aux projets situés i) en Norvège (trois forages), ii) en Libye (quatre forages) et iii) sur la côte est du Canada (un forage). Ces projets sont en attente de l'achèvement des évaluations économiques, notamment des résultats des forages d'évaluation supplémentaires, des données géologiques et géophysiques supplémentaires et de l'approbation du plan de mise en valeur.

SOMMAIRE FINANCIER TRIMESTRIEL

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les					Trimestres clos les				
	31 mars 2012	30 juin 2012	30 sept. 2012	31 déc. 2012	Total de l'exercice 2012	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011	Total de l'exercice 2011
Produits des activités ordinaires et autres produits	9 758	9 722	9 601	9 535	38 616	9 075	9 332	10 419	9 966	38 792
Résultat net										
Sables pétrolifères	607	356	535	(1 040)	458	605	371	837	790	2 603
Exploration et production	332	(430)	88	148	138	(186)	(212)	420	284	306
Raffinage et commercialisation	474	499	708	448	2 129	627	313	479	307	1 726
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	44	(92)	224	(118)	58	(18)	90	(449)	46	(331)
	1 457	333	1 555	(562)	2 783	1 028	562	1 287	1 427	4 304
Résultat opérationnel^{A)}										
Sables pétrolifères	607	426	535	447	2 015	694	371	837	835	2 737
Exploration et production	332	287	88	143	850	337	260	389	372	1 358
Raffinage et commercialisation	474	514	708	448	2 144	627	313	479	307	1 726
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(84)	31	(28)	(38)	(119)	(180)	36	84	(87)	(147)
	1 329	1 258	1 303	1 000	4 890	1 478	980	1 789	1 427	5 674
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles^{B)}										
Sables pétrolifères	1 118	943	1 256	1 090	4 407	1 137	733	1 285	1 417	4 572
Exploration et production	677	656	365	529	2 227	583	682	801	780	2 846
Raffinage et commercialisation	741	708	1 060	641	3 150	929	500	611	534	2 574
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(110)	37	59	(25)	(39)	(256)	67	24	(81)	(246)
	2 426	2 344	2 740	2 235	9 745	2 393	1 982	2 721	2 650	9 746
Par action ordinaire										
Résultat net										
– de base	0,93	0,21	1,01	(0,37)	1,80	0,65	0,36	0,82	0,91	2,74
– dilué	0,93	0,20	1,01	(0,37)	1,79	0,65	0,31	0,76	0,91	2,67
Résultat opérationnel – de base	0,85	0,81	0,85	0,65	3,17	0,94	0,62	1,14	0,91	3,61
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles – de base	1,55	1,51	1,78	1,46	6,31	1,52	1,26	1,73	1,69	6,20

A) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments importants qui ne sont pas indicatifs du rendement opérationnel.

B) Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour tenir compte de la variation du fonds de roulement hors trésorerie.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

(non audité)

	Trimestres clos les				Total de l'exercice	Trimestres clos les				Total de l'exercice
	31 mars 2012	30 juin 2012	30 sept. 2012	31 déc. 2012		31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011	
Sables pétroliers										
Production totale (kb/j)	341,1	337,8	378,9	378,7	359,2	360,6	277,2	362,5	356,8	339,3
Production, à l'exclusion de Syncrude										
Total (kb/j)	305,7	309,2	341,3	342,8	324,8	322,1	243,4	326,6	326,5	304,7
Firebag (kb/j de bitume)	83,6	95,8	113,0	123,4	104,0	55,2	56,4	54,8	71,7	59,5
MacKay River (kb/j de bitume)	31,0	32,0	17,0	27,9	27,0	32,1	29,4	29,0	29,7	30,0
Ventes (kb/j)										
Brut léger peu sulfureux	89,5	98,9	104,4	82,3	93,8	101,0	50,5	80,4	109,9	85,5
Diesel	32,8	27,0	28,7	9,7	24,5	18,5	11,5	30,7	36,1	24,3
Brut léger sulfureux	183,0	110,9	175,9	174,4	161,1	183,0	146,8	194,6	158,1	170,6
Bitume	27,5	56,7	36,4	57,3	44,5	23,7	34,0	24,0	14,5	24,0
Total des ventes	332,8	293,5	345,4	323,7	323,9	326,2	242,8	329,7	318,6	304,4
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)										
Brut léger peu sulfureux	98,57	88,18	87,84	90,76	91,17	90,47	107,96	95,75	103,51	98,50
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	88,14	73,79	77,73	70,79	77,83	79,05	85,98	81,65	94,07	84,93
Total	90,95	78,64	80,79	75,87	81,69	82,59	90,56	85,09	97,33	88,74
Charges opérationnelles** (\$/b)										
Charges décaissées	36,25	37,60	31,85	35,20	35,15	33,35	45,90	34,35	37,05	37,10
Gaz naturel	1,85	1,40	1,50	2,80	1,90	2,10	2,50	1,40	1,95	1,95
Charges opérationnelles décaissées*²⁾	38,10	39,00	33,35	38,00	37,05	35,45	48,40	35,75	39,00	39,05
Frais de démarrage de projets	0,05	0,75	0,55	0,60	0,50	1,30	2,05	1,95	0,70	1,45
Total des charges opérationnelles décaissées³⁾	38,15	39,75	33,90	38,60	37,55	36,75	50,45	37,70	39,70	40,50
Amortissements et dépréciation	14,15	15,05	14,55	15,75	14,90	8,30	13,10	9,90	11,55	10,55
Total des charges opérationnelles⁴⁾	52,30	54,80	48,45	54,35	52,45	45,05	63,55	47,60	51,25	51,05
Charges opérationnelles – Production de bitume in situ seulement** (\$/b)										
Charges décaissées	18,80	17,75	14,60	11,90	15,50	16,35	18,30	21,25	23,75	20,10
Gaz naturel	3,65	3,05	3,40	5,20	3,90	5,40	5,65	5,55	5,15	5,40
Charges opérationnelles décaissées*⁵⁾	22,45	20,80	18,00	17,10	19,40	21,75	23,95	26,80	28,90	25,50
Frais de démarrage de projets	(1,25)	0,20	0,70	1,00	0,25	4,20	5,20	6,30	0,50	3,90
Total des charges opérationnelles décaissées⁶⁾	21,20	21,00	18,70	18,10	19,65	25,95	29,15	33,10	29,40	29,40
Amortissements et dépréciation	8,55	11,70	12,45	12,40	11,40	5,65	6,30	7,05	9,90	7,35
Total des charges opérationnelles⁷⁾	29,75	32,70	31,15	30,50	31,05	31,60	35,45	40,15	39,30	36,75
Production de Syncrude (kb/j)	35,4	28,6	37,6	35,9	34,4	38,5	33,8	35,9	30,3	34,6
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	98,82	90,61	90,24	90,90	92,69	93,33	111,86	98,35	105,33	101,80
Charges opérationnelles**/* (***) (\$/b)										
Charges décaissées	32,25	52,15	33,40	37,60	38,10	34,90	37,40	38,20	45,85	38,80
Gaz naturel	1,25	0,95	0,95	1,60	1,20	1,85	1,70	1,45	1,65	1,65
Charges opérationnelles décaissées*²⁾	33,50	53,10	34,35	39,20	39,30	36,75	39,10	39,65	47,50	40,45
Frais de démarrage de projets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées³⁾	33,50	53,10	34,35	39,20	39,30	36,75	39,10	39,65	47,50	40,45
Amortissements et dépréciation	14,80	17,15	13,80	16,90	15,55	20,25	14,10	11,75	16,05	15,60
Total des charges opérationnelles⁴⁾	48,30	70,25	48,15	56,10	54,85	57,00	53,20	51,40	63,55	56,05

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2012	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2011
	31 mars 2012	30 juin 2012	30 sept. 2012	31 déc. 2012		31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011	
Production totale (kbep/j)	221,2	204,6	156,4	177,8	189,9	240,7	182,8	183,5	219,7	206,7
Amérique du Nord (activités terrestres)										
Production										
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	323	294	279	264	290	379	370	346	335	357
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	5,8	5,1	5,5	5,9	5,6	5,4	5,3	4,8	5,0	5,1
Production totale (Mpi ³ e/j)	358	325	312	299	323	411	402	375	365	388
Prix de vente moyen¹⁾										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,03	1,63	2,15	2,96	2,17	3,72	3,75	3,52	3,18	3,55
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	84,34	79,25	72,91	71,43	76,93	77,85	88,90	83,98	90,58	85,30
Côte Est du Canada										
Production (kb/j)										
Terra Nova	19,6	13,3	—	2,2	8,8	16,9	14,4	19,4	14,3	16,2
Hibernia	28,7	31,0	15,7	29,1	26,1	29,2	32,1	32,0	30,2	30,9
White Rose	17,0	5,5	7,0	17,0	11,6	18,9	18,5	17,7	18,9	18,5
	65,3	49,8	22,7	48,3	46,5	65,0	65,0	69,1	63,4	65,6
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	122,31	104,25	108,49	108,37	112,15	104,01	112,19	111,30	111,77	108,42
International										
Production (kbep/j)										
<i>Mer du Nord</i>										
Buzzard	57,0	57,9	41,9	35,3	48,0	50,3	32,7	33,1	55,0	42,9
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	15,4	—	—	—	3,8
<i>Autres – International</i>										
Libye	39,2	42,7	39,8	44,4	41,5	24,1	—	—	24,6	12,1
Syrie	—	—	—	—	—	17,4	18,1	18,8	15,9	17,6
	96,2	100,6	81,7	79,7	89,5	107,2	50,8	51,9	95,5	76,4
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/bep)										
Buzzard	111,83	103,18	104,06	104,19	106,12	94,12	113,24	111,60	106,41	105,18
Autres – Mer du Nord	—	—	—	—	—	92,49	—	—	—	92,49
Autres – International	118,47	109,44	107,32	108,05	110,65	91,92	91,42	93,94	102,42	95,76

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	Trimestres clos les				Total de l'exercice	Trimestres clos les				Total de l'exercice
	31 mars 2012	30 juin 2012	30 sept. 2012	31 déc. 2012	2012	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011	2011
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)										
Carburants de transport										
Essence	19,2	20,2	20,2	19,6	19,8	21,1	20,9	21,4	20,1	20,9
Distillats	11,2	10,7	12,5	13,4	12,0	13,4	12,8	12,7	12,2	12,8
Total des ventes de carburants de transport	30,4	30,9	32,7	33,0	31,8	34,5	33,7	34,1	32,3	33,7
Produits pétrochimiques	2,2	2,3	1,7	1,8	2,0	2,3	2,2	2,3	1,7	2,1
Asphalte	1,6	2,2	3,5	2,3	2,4	1,7	2,2	3,5	2,2	2,4
Autres	4,4	7,0	4,9	5,2	5,4	6,1	6,2	4,4	4,6	5,3
Total des ventes de produits raffinés	38,6	42,4	42,8	42,3	41,6	44,6	44,3	44,3	40,8	43,5
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	30,3	30,6	32,6	32,2	31,4	33,1	31,9	32,3	30,7	32,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	86	87	92	91	89	97	94	94	90	94
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)										
Carburants de transport										
Essence	19,4	20,8	21,3	20,3	20,4	17,0	18,6	19,7	19,7	18,8
Distillats	18,4	18,8	18,2	20,5	19,0	17,9	16,2	18,7	17,5	17,6
Total des ventes de carburants de transport	37,8	39,6	39,5	40,8	39,4	34,9	34,8	38,4	37,2	36,4
Asphalte	1,2	1,8	1,9	1,5	1,6	0,5	1,2	1,9	1,1	1,2
Autres	2,5	3,7	3,3	2,4	3,0	2,0	1,9	2,1	2,5	2,0
Total des ventes de produits raffinés	41,5	45,1	44,7	44,7	44,0	37,4	37,9	42,4	40,8	39,6
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	36,4	37,3	37,6	37,3	37,2	35,3	27,0	36,2	32,8	32,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	98	101	101	101	100	97	75	100	90	91

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Total de l'exercice	Trimestres clos les				Total de l'exercice
	31 mars 2012	30 juin 2012	30 sept. 2012	31 déc. 2012		31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011	
Revenus nets										
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi²e)										
Prix moyen obtenu ⁸⁾	3,98	3,48	3,81	4,65	3,97	4,72	5,15	4,82	4,54	4,81
Redevances	(0,24)	(0,20)	(0,28)	(0,38)	(0,27)	(0,44)	(0,54)	(0,48)	(0,48)	(0,48)
Frais de transport	(0,27)	(0,34)	(0,35)	(0,27)	(0,31)	(0,20)	(0,25)	(0,26)	(0,23)	(0,23)
Charges opérationnelles	(1,48)	(1,56)	(1,63)	(1,39)	(1,51)	(1,49)	(1,35)	(1,71)	(1,66)	(1,55)
Revenus opérationnels nets	1,99	1,38	1,55	2,61	1,88	2,59	3,01	2,37	2,17	2,55
Côte Est du Canada (\$/b)										
Prix moyen obtenu ⁸⁾	123,73	106,73	112,91	110,69	114,46	105,84	114,23	112,84	114,35	110,31
Redevances	(34,72)	(38,83)	(31,16)	(27,17)	(33,40)	(32,04)	(34,99)	(33,56)	(36,95)	(34,49)
Frais de transport	(1,42)	(2,48)	(4,42)	(2,32)	(2,31)	(1,83)	(2,04)	(1,54)	(2,58)	(1,89)
Charges opérationnelles	(8,53)	(12,71)	(33,17)	(12,00)	(13,57)	(8,14)	(7,26)	(6,69)	(9,36)	(8,04)
Revenus opérationnels nets	79,06	52,71	44,16	69,20	65,18	63,83	69,94	71,05	65,46	65,89
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)										
Prix moyen obtenu ⁸⁾	114,13	105,55	106,35	106,62	108,46	96,09	115,21	113,65	108,43	107,18
Frais de transport	(2,30)	(2,37)	(2,29)	(2,43)	(2,34)	(1,97)	(1,97)	(2,05)	(2,02)	(2,00)
Charges opérationnelles	(4,80)	(3,36)	(8,24)	(10,71)	(6,38)	(3,50)	(6,66)	(6,34)	(3,64)	(4,71)
Revenus opérationnels nets	107,03	99,82	95,82	93,48	99,74	90,62	106,58	105,26	102,77	100,47
Autres – Mer du Nord (\$/bep)										
Prix moyen obtenu ⁸⁾	—	—	—	—	—	94,86	—	—	—	94,86
Frais de transport	—	—	—	—	—	(2,37)	—	—	—	(2,37)
Charges opérationnelles	—	—	—	—	—	(17,82)	—	—	—	(17,82)
Revenus opérationnels nets	—	—	—	—	—	74,67	—	—	—	74,67
Autres – International (\$/bep)										
Prix moyen obtenu ⁸⁾	118,84	109,79	107,67	108,34	110,99	92,28	91,67	94,23	102,68	96,06
Redevances	(67,13)	(57,50)	(61,02)	(81,09)	(66,93)	(64,12)	(41,35)	(46,89)	(54,06)	(54,69)
Frais de transport	(0,37)	(0,35)	(0,35)	(0,29)	(0,34)	(0,36)	(0,25)	(0,29)	(0,26)	(0,30)
Charges opérationnelles	(1,86)	(2,76)	(1,13)	(1,97)	(1,94)	(5,21)	(8,48)	(6,84)	(7,52)	(6,75)
Revenus opérationnels nets	49,48	49,18	45,17	24,99	41,78	22,59	41,59	40,21	40,84	34,32

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES ^{A)}

(non audité)

(en millions de dollars)	2012	2011	2010	2009	2008
Produits des activités ordinaires et autres produits					
Sables pétroliers ^{B)}	10 838	11 235	9 424	6 539	8 639
Exploration et production	4 916	5 309	5 927	2 305	579
Raffinage et commercialisation	26 348	25 771	20 881	11 851	9 258
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(3 486)	(3 523)	(3 628)	4 785	10 161
	38 616	38 792	32 604	25 480	28 637
Résultat opérationnel					
Sables pétroliers	458	2 603	1 520	557	2 875
Exploration et production	138	306	1 938	78	89
Raffinage et commercialisation	2 129	1 726	819	407	(22)
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	58	(331)	(448)	104	(805)
	2 783	4 304	3 829	1 146	2 137
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles					
Sables pétroliers	4 407	4 572	2 777	1 251	3 507
Exploration et production	2 227	2 846	3 325	1 280	367
Raffinage et commercialisation	3 150	2 574	1 538	921	220
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(39)	(246)	(984)	(653)	(37)
	9 745	9 746	6 656	2 799	4 057
Dépenses en immobilisations et frais de prospection					
Sables pétroliers	4 957	5 100	3 709	2 831	7 413
Exploration et production	1 261	874	1 274	986	342
Raffinage et commercialisation	646	633	667	380	207
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	95	243	360	70	58
	6 959	6 850	6 010	4 267	8 020
Total de l'actif	76 449	74 777	68 607	69 746	32 528
Capital investi à la clôture					
Dette à court terme et à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents	6 632	6 976	11 254	13 377	7 226
Capitaux propres	39 223	38 600	35 192	34 111	14 523
	45 855	45 576	46 446	47 488	21 749
Moins les coûts inscrits à l'actif liés aux projets majeurs en cours	(8 729)	(12 106)	(12 890)	(10 655)	(5 149)
	37 126	33 470	33 556	36 833	16 600
Total des effectifs de Suncor (à la clôture de l'exercice)	13 932	13 026	12 076	12 978	6 798

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES ^{A)} (suite)

(non audité)

(en millions de dollars)	2012	2011	2010	2009	2008
Dollars par action ordinaire					
Résultat net	1,80	2,74	2,45	0,96	2,29
Dividendes en trésorerie	0,50	0,43	0,40	0,30	0,20
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	6,31	6,20	4,25	2,34	4,36
Ratios					
Rendement du capital investi (%) ^{C)}	7,3	13,8	11,4	2,6	22,5
Rendement du capital investi (%) ^{D)}	5,9	10,1	8,2	1,8	16,3
Ratio de la dette par rapport à la dette majorée des capitaux propres (%) ^{E)}	22	22	26	29	35
Ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (nombre de fois) ^{F)}	0,7	0,7	1,7	4,8	1,8
Couverture des intérêts – flux de trésorerie (nombre de fois) ^{G)}	17,6	16,4	11,7	7,2	13,0
Couverture des intérêts – résultat net (nombre de fois) ^{H)}	7,9	10,7	8,8	3,0	8,9

A) Les données annuelles de 2008 et de 2009 sont présentées conformément au référentiel comptable antérieur.

B) Au premier trimestre de 2012, la Société a effectué un examen de la présentation des transactions d'achat et de vente de son secteur Sables pétrolifères. Il a été établi qu'il est maintenant plus approprié de présenter au montant net certaines transactions antérieurement présentées au montant brut. Les données annuelles de 2011 ont été reclassées pour les rendre conformes à cette présentation.

C) Résultat net ajusté en fonction de la charge d'intérêts après impôt et de la perte (profit) de change après impôt sur la dette à long terme libellée en dollars américains pour la période de douze mois visée, 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 inscrits à l'actif liés 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 hors PCGR » du rapport de gestion 2012 de Suncor.

D) Capital moyen investi, y compris les coûts inscrits à l'actif liés aux projets majeurs en cours.

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 aux activités opérationnelles pour l'exercice visé.

G) Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, majorés de la charge d'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisés par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts capitalisés.

H) Résultat net, majoré de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisé par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts capitalisés.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

(non audité)

Sables pétrolifères	2012	2011	2010	2009	2008
Production totale (kb/j)	359,2	339,3	318,2	306,7	228,0
Production, à l'exclusion de Syncrude					
Total (kb/j)	324,8	304,7	283,0	290,6	228,0
Firebag (kb/j de bitume)	104,0	59,5	53,6	49,1	37,4
MacKay River (kb/j de bitume)	27,0	30,0	31,5	12,4	—
Ventes (kb/j)					
Brut léger peu sulfureux	93,8	85,5	82,3	99,6	77,0
Diesel	24,5	24,3	20,4	29,1	19,8
Brut léger sulfureux	161,1	170,6	145,2	135,7	128,7
Bitume	44,5	24,0	31,4	11,8	1,5
Total des ventes	323,9	304,4	279,3	276,2	227,0
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)					
Brut léger peu sulfureux*	91,17	98,50	79,03	67,26	98,66
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)*	77,83	84,93	68,63	64,18	95,14
Total*	81,69	88,74	71,69	65,29	96,33
Total	81,69	88,74	69,58	61,66	95,96
Charges opérationnelles (\$/b)**					
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	37,05	39,05	36,70	33,95	38,50
Total des charges opérationnelles décaissées ³⁾	37,55	40,50	37,40	34,40	38,90
Total des charges opérationnelles ⁴⁾	52,45	51,05	48,55	42,40	45,85
Charges opérationnelles – Production de bitume in situ seulement (\$/b)**					
Charges opérationnelles décaissées ⁵⁾	19,40	25,50	20,25	20,25	25,30
Total des charges opérationnelles décaissées ⁶⁾	19,65	29,40	22,30	21,60	25,95
Total des charges opérationnelles ⁷⁾	31,05	36,75	27,75	27,95	32,30
Production de Syncrude (kb/j)	34,4	34,6	35,2	16,1	—
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	92,69	101,80	80,93	77,36	—
Charges opérationnelles**/**(\$/b)					
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	39,30	40,45	36,05	32,50	—
Total des charges opérationnelles décaissées ³⁾	39,30	40,45	36,05	32,50	—
Total des charges opérationnelles ⁴⁾	54,85	56,05	49,05	44,65	—

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Exploration et production	2012	2011	2010	2009	2008
Production totale (kbep/j)	189,9	206,7	296,9	149,3	36,7
Amérique du Nord (activités terrestres)					
Production					
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	290	357	522	397	202
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	5,6	5,1	8,8	8,1	3,1
Production totale (Mpi ³ e/j)	323	388	575	446	220
Prix de vente moyen¹⁾					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,17	3,55	4,04	4,10	8,23
Gaz naturel* (\$/kpi ³)	2,17	3,55	4,04	4,08	8,25
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	76,93	85,30	67,06	56,84	70,89
Côte Est du Canada					
Production (kb/j)					
Terra Nova	8,8	16,2	23,2	8,7	—
Hibernia	26,1	30,9	30,9	11,4	—
White Rose	11,6	18,5	14,5	4,2	—
	46,5	65,6	68,6	24,3	—
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	112,15	108,42	80,20	76,86	—
International					
Production (kbep/j)					
<i>Mer du Nord</i>					
Buzzard	48,0	42,9	55,5	20,0	—
Autres – Mer du Nord	—	3,8	23,5	12,0	—
<i>Autres – International</i>					
Libye	41,5	12,1	35,2	13,7	—
Syrie	—	17,6	11,6	—	—
Trinité-et-Tobago	—	—	6,7	4,9	—
	89,5	76,4	132,5	50,6	—
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/bep)					
Buzzard	106,12	105,18	77,91	69,53	—
Autres – Mer du Nord	—	92,49	78,16	73,52	—
Autres – International	110,65	95,76	70,39	61,25	—

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	2012	2011	2010	2009	2008
Est de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)					
Carburants de transport					
Essence	19,8	20,9	22,2	14,6	7,9
Distillats	12,0	12,8	12,4	8,8	5,2
Total des ventes de carburants de transport	31,8	33,7	34,6	23,4	13,1
Produits pétrochimiques	2,0	2,1	2,5	0,8	0,8
Asphalte	2,4	2,4	2,7	1,5	0,6
Autres	5,4	5,3	5,5	2,0	1,0
Total des ventes de produits raffinés	41,6	43,5	45,3	27,7	15,5
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	31,4	32,0	30,5	29,6*****	11,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	89	94	89	87	99
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)					
Carburants de transport					
Essence	20,4	18,8	18,9	13,0	8,0
Distillats	19,0	17,6	18,0	9,5	5,6
Total des ventes de carburants de transport	39,4	36,4	36,9	22,5	13,6
Asphalte	1,6	1,2	1,3	1,3	1,2
Autres	3,0	2,0	3,8	3,4	1,2
Total des ventes de produits raffinés	44,0	39,6	42,0	27,2	16,0
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (milliers de m ³ /j)	37,2	32,8	34,6	33,6*****	13,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)****	100	91	95	97	96
Total des établissements de vente au détail *****	1 509	1 732	1 723	1 813	427

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Définitions

- 1) Prix de vente moyen – Cette statistique opérationnelle est calculée avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.
- 2) Charges opérationnelles décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des frais non liés à la production). Se reporter au rapport de gestion pour un rapprochement de cette mesure financière hors PCGR.
- 3) Charges opérationnelles décaissées totales – Comprennent les charges opérationnelles décaissées telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage de projets.
- 4) Charges opérationnelles totales – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie.
- 5) Charges opérationnelles décaissées – production de bitume *in situ* – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des frais non liés à la production). Les montants par baril sont calculés en fonction de la production *in situ* seulement.
- 6) Charges opérationnelles décaissées totales – Comprennent les charges opérationnelles décaissées – production de bitume *in situ*, telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges décaissées pour le démarrage de projets. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production *in situ* seulement.
- 7) Charges opérationnelles totales – Production de bitume *in situ* – Comprennent les charges opérationnelles décaissées totales – production de bitume *in situ*, telles qu'elles sont définies ci-dessus, et les charges opérationnelles hors trésorerie. Les montants par baril sont calculés en fonction de la production *in situ* seulement.
- 8) Prix moyen réalisé – Cette statistique opérationnelle 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 activités de couverture.
- ** Les charges opérationnelles décaissées trimestrielles et annuelles présentées antérieurement pour 2010 et 2011 ont été retraitées afin de rendre compte de la révision de la définition des charges opérationnelles décaissées. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion. Les charges opérationnelles décaissées annuelles pour 2008 et 2009 n'ont pas été retraitées.
- *** Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.
- **** En date du 1^{er} janvier 2012, la capacité nominale de la raffinerie de Montréal a été augmentée à 137 kb/j et celle de la raffinerie de Commerce City, à 98 kb/j. Les taux d'utilisation servant à la comparaison n'ont pas été recalculés.
- ***** Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2009, le sommaire des résultats opérationnels rend compte du résultat opérationnel depuis la fusion avec Petro-Canada le 1^{er} août 2009.
- ***** Les données annuelles pour 2012 ne tiennent pas compte de certaines stations-service exploitées conjointement. Les chiffres comparatifs de l'exercice précédent n'ont pas été retraités.

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

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 2012	30 juin 2012	30 sept. 2012	31 déc. 2012	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement ^{a)} (en milliers)	1 560 605	1 554 172	1 536 334	1 528 629	1 570 283	1 573 537	1 572 970	1 566 154
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	37,28	33,39	34,83	34,99	47,27	44,78	40,70	33,75
Bas	30,07	26,97	28,43	31,23	36,31	36,31	25,61	23,97
Clôture	32,59	29,44	32,34	32,71	43,48	37,80	26,76	29,38
Bourse de New York – \$ US								
Haut	37,37	33,77	35,82	35,18	48,53	47,00	41,88	33,40
Bas	29,76	25,95	27,80	31,17	36,54	36,93	24,94	22,55
Clôture	32,70	28,95	32,85	32,98	44,84	39,10	25,44	28,83
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	282 262	270 745	199 120	166 385	314 473	265 385	348 646	333 369
Bourse de New York	317 314	327 916	247 430	232 118	499 443	402 729	500 005	446 312
Données par action ordinaire (en dollars)								
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,93	0,21	1,01	(0,37)	0,65	0,36	0,82	0,91
Dividendes par action ordinaire	0,11	0,13	0,13	0,13	0,10	0,11	0,11	0,11

a) La Société comptait approximativement 4 731 porteurs d'actions ordinaires inscrits au 31 janvier 2013.

Information destinée aux porteurs d'actions à l'extérieur du Canada

Les dividendes en trésorerie versés aux actionnaires résidant dans des pays autres que le Canada (actionnaires non résidents du Canada) sont assujettis à la retenue d'impôt canadienne. Le taux réglementaire de la retenue d'impôt sur les dividendes est de 25 % et peut être réduit aux termes d'une convention fiscale entre le Canada et un autre pays. Par exemple, aux termes de la convention fiscale entre le Canada et les États-Unis, le taux de retenue est généralement réduit à 15 % sur les dividendes versés aux résidents des États-Unis admissibles aux termes de la convention fiscale. L'Agence du revenu du Canada a publié des formulaires pouvant être utilisés après 2012 et qui permettent aux actionnaires non résidents du Canada de prouver leur admissibilité à la retenue d'impôt réduite en vertu de cette convention fiscale. En règle générale, les agents chargés de la retenue sur les dividendes devront recevoir le formulaire dûment rempli par l'actionnaire non résident du Canada inscrit à une date donnée de clôture de registres pour le versement de dividendes pour appliquer le taux réduit applicable en vertu de la convention plutôt que le taux intégral de 25 %. Les actionnaires non résidents du Canada sont invités à communiquer avec leur courtier (ou autre agent concerné) pour obtenir de l'information en vue de remplir et d'envoyer les formulaires.

Il incombe aux actionnaires de s'assurer de se conformer aux lois fiscales canadiennes et aux règlements qui s'y rapportent. Nous recommandons fortement aux actionnaires de consulter des fiscalistes et des conseillers juridiques pour toutes questions d'ordre fiscal.



150 - 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
T: 403 296-8000

www.suncor.com