

SUNCOR ÉNERGIE INC.

NOTICE ANNUELLE

28 février 2007

NOTICE ANNUELLE

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	ii
GLOSSAIRE	iv
TABLE DE CONVERSION.....	viii
MONNAIE.....	viii
ÉNONCÉS PROSPECTIFS	viii
MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR.....	x
STRUCTURE GÉNÉRALE	1
Dénomination et constitution	1
Relations intersociétés	1
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	2
Survol	2
Historique des trois derniers exercices	3
SABLES BITUMINEUX (L'UNITÉ SB).....	8
Activités	8
Principaux produits.....	9
Principaux marchés.....	10
Transport	10
Concurrence.....	10
Impacts saisonniers.....	10
Ventes de pétrole brut synthétique et de diesel	11
Conformité aux normes environnementales	11
GAZ NATUREL (L'UNITÉ GM).....	11
Commercialisation, exploitation de pipelines et autres activités	12
Principaux produits.....	12
Concurrence.....	13
Impacts saisonniers.....	13
Conformité aux normes environnementales	13
COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE ET RAFFINAGE – CANADA (L'UNITÉ CER).....	13
Approvisionnement en matières premières.....	14
Activités de raffinage	14
Principaux produits.....	15
Principaux marchés.....	16
Transport et distribution.....	16
Concurrence.....	17
Conformité aux normes environnementales	17
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION – ÉTATS-UNIS (L'UNITÉ RC).....	17
Approvisionnement en matières premières.....	17
Activités de raffinage	18
Principaux produits.....	18
Principaux marchés.....	19
Transport et distribution.....	19
Concurrence.....	20
Conformité aux normes environnementales	20
CONTRATS IMPORTANTS.....	20
ESTIMATIONS DES RÉSERVES.....	20
PRÉSENTATION DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES REQUISE SUIVANT LES EXIGENCES AMÉRICAINES	23
Réserves minières prouvées et probables des sables bitumineux	23
Statistiques d'exploitation minière sur les sables bitumineux	24
Réserves pétrolières et gazières classiques prouvées.....	25
Mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves pétrolières et gazières prouvées après impôts	28

Engagements futurs quant à la vente ou à la livraison de pétrole brut et de gaz naturel	32
PRÉSENTATION VOLONTAIRE DES RÉSERVES DES SABLES BITUMINEUX	32
Rapprochement des réserves minières des Sables bitumineux et des réserves in situ	
Firebag	32
EMPLOYÉS DE SUNCOR	34
FACTEURS DE RISQUE	34
PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES	43
Principales informations financières consolidées	43
Politique et historique en matière de dividendes	44
RAPPORT DE GESTION	44
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	44
Description générale de la structure du capital	44
Notes	45
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DE NOS TITRES	46
Fourchette des cours et volume des négociations des actions ordinaires	46
ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS	46
Administrateurs	46
Hauts dirigeants	47
Renseignements supplémentaires sur les administrateurs et les dirigeants	48
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES	
OPÉRATIONS IMPORTANTES	49
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	49
INTÉRÊTS DES EXPERTS	49
HONORAIRES VERSÉS AUX VÉRIFICATEURS	49
Honoraires versés aux vérificateurs	49
Politique du comité de vérification sur l’approbation préalable des services non liés à la	
vérification	49
Renseignements supplémentaires sur le comité de vérification	49
RECOURS À UNE DISPENSE	49
POURSUITES	50
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	50

GLOSSAIRE

Dans la présente notice annuelle, les termes « nous », « notre », « Suncor » ou la « Société » renvoient à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, sociétés de personnes et investissements en participation à moins que le contexte ne s'y oppose.

Amont

Ces secteurs commerciaux comprennent l'acquisition, l'exploration, la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel, et, pour plus de certitude, ils comprennent la production de pétrole brut synthétique, de bitume et d'autres produits du pétrole tirés des sables bitumineux de même que la production à l'aide de méthodes conventionnelles.

Approvisionnement

Achats des composants requis pour la production de produits raffinés autres que le pétrole brut.

Aval

Ces secteurs commerciaux comprennent la fabrication, la distribution et la commercialisation des produits raffinés provenant du pétrole brut.

Baril d'équivalent pétrole (bep)

Suncor convertit le gaz naturel en barils d'équivalent pétrole (BEP) selon un ratio de 6 kpi³:1 baril. La notion de BEP peut être trompeuse, surtout si on la considère isolément. Le ratio de conversion du bep de 6:1 repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

Bitume/pétrole brut lourd

Mélange visqueux naturel semblable à du goudron, composé surtout d'hydrocarbures plus lourds que le pentane, qui, dans son état visqueux naturel, ne peut être récupéré à un débit commercial par l'entremise d'un puits sans l'emploi de méthodes de récupération assistée. Une fois extrait, le bitume/pétrole brut lourd peut être transformé en pétrole brut et en d'autres produits pétroliers.

Capacité

Potentiel de production maximal d'une installation dans des conditions d'exploitation parfaites, conformément aux spécifications de conception actuelles.

Frais de découverte

Les frais de découverte comprennent le coût des terrains non mis en valeur des activités géologiques et géophysiques et des forages d'exploration et l'investissement dans ces terrains et ces activités, ainsi que les frais d'administration directs nécessaires à la découverte de réserves de pétrole brut et de gaz naturel.

Frais de mise en valeur

Les frais de mise en valeur comprennent tous les frais nécessaires pour faire passer les réserves des autres catégories telles que des réserves « prouvées non exploitées » et « probables » à la catégorie des réserves « prouvées exploitées ».

Frais d'extraction

Les frais d'extraction comprennent tous les frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien des puits productifs ou capables de produire et des installations connexes, des usines à gaz et des réseaux de collecte.

Gaz naturel

Hydrocarbures qui sont à l'état gazeux dans des conditions atmosphériques de température et de pression.

Gaz naturel classique

Gaz naturel produit à partir de toutes les strates géologiques, sauf le méthane provenant de couches de houilles.

Liquides de gaz naturel

Hydrocarbures liquides récupérés en cours de traitement du gaz naturel dans les usines d'extraction ou récupérés sur le terrain dans les séparateurs, dans les épurateurs et autres installations de récupération. Ces liquides comprennent les hydrocarbures suivants : l'éthane, le propane, le butane et le pentane, que ce soit individuellement ou combinés.

Mazout lourd

Résidu du raffinage du pétrole brut classique après que les produits plus légers, tels les essences, les produits pétrochimiques et le mazout de chauffage, en ont été extraits. Ce produit se vend généralement à un prix inférieur à celui du pétrole brut.

Méthane provenant de couches de houille

Gaz naturel produit par des puits forés dans une formation houillère.

Morts-terrains

Matière recouvrant les sables bitumineux qu'il faut enlever avant de pouvoir procéder à l'extraction. Se compose de muskeg, de dépôts glaciaires et de sable.

Pétrole brut

Hydrocarbures liquides non raffinés, sauf les liquides de gaz naturel.

Pétrole brut classique

Pétrole brut produit dans des puits selon les méthodes de récupération normalement utilisées dans l'industrie pour la production de pétrole brut.

Pétrole brut synthétique

Pétrole brut enrichi ou partiellement enrichi récupéré des sables bitumineux, notamment des concessions de sables bitumineux exploitables en surface et des concessions de pétrole lourd et de sables bitumineux in situ.

Pétrole brut synthétique acide

Pétrole brut récupéré des sables bitumineux qui n'a besoin que d'un enrichissement partiel et qui contient plus de soufre que le pétrole brut synthétique peu sulfureux.

Pétrole brut synthétique peu sulfureux

Pétrole brut récupéré des sables bitumineux et qui consiste en un mélange d'hydrocarbures issus du craquage thermique et de la purification du bitume.

Pétrole in situ

La méthode in situ ou « en place » consiste à extraire du pétrole brut lourd des gisements profonds de sables bitumineux par forage en perturbant le moins possible la couverture végétale.

Production brute/réserves brutes

Participation directe de Suncor dans la production/les réserves, selon le cas, avant la déduction des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevances dérogatoires.

Production nette/réserves nettes

Pourcentage de participation indivise de Suncor dans la production totale ou les réserves totales, selon le cas, après déduction des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevances dérogatoires.

Puits

Puits de développement

Puits de pétrole brut ou de gaz naturel foré dans un réservoir ou à proximité d'un réservoir que l'on sait productif et dont on s'attend à une production.

Puits d'exploration

Forage exécuté dans un territoire sans réserves prouvées dans le but de découvrir des réservoirs commerciaux ou des dépôts de pétrole brut et/ou de gaz naturel.

Puits foré

Puits foré et ayant un statut défini : puits de gaz, puits fermé, puits productif de pétrole, puits productif de gaz, puits suspendu ou puits sec et abandonné.

Puits bruts/intérêts fonciers bruts

Nombre total de puits ou d'acres, selon le cas, dans lesquels Suncor a une participation.

Puits nets/intérêts fonciers nets

Pourcentage de participation indivise de Suncor dans le nombre brut de puits ou d'acres, selon le cas, après déduction des participations des tiers.

Puits sec

Puits d'exploration ou de développement considéré, du point de vue économique, comme incapable de produire des hydrocarbures et qui sera bouché, abandonné et remis en état.

Rapport de gestion

Le rapport de gestion de Suncor daté du 28 février 2007 joint aux états financiers consolidés vérifiés, aux notes y afférentes et au rapport des vérificateurs sur ceux-ci, au 31 décembre 2006 et pour la période de trois exercices terminée à cette date; ce rapport est intégré dans les présentes par renvoi.

Réserves exploitées prouvées

Les réserves exploitées prouvées sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves peuvent être exploitées au moment envisagé ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

Réserves mises en valeur

Réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installation déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits).

Réserves probables¹

Réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable² que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Réserves prouvées de pétrole et de gaz

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz sont les quantités estimées de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel qui, comme le démontrent les données géologiques et techniques avec une certitude raisonnable², seront récupérables à l'avenir à partir de réservoirs connus dans certaines conditions économiques et d'exploitation.

Les réservoirs sont considérés comme étant prouvés si la productibilité économique est soutenue par la production réelle ou un test de formation concluant. Le secteur d'un réservoir considéré comme prouvé comprend A) la partie délimitée par forage et définie par les contacts gaz naturel-pétrole et pétrole-eau, le cas échéant, et B) les parties immédiatement adjacentes qui ne sont pas encore forées, mais qui peuvent être considérées comme rentables d'après les données géologiques et techniques disponibles. En l'absence d'information sur les contacts entre fluides, la plus faible occurrence connue d'hydrocarbures contrôle la limite prouvée inférieure du réservoir.

Les réserves qui peuvent être produites de façon économique par l'application de techniques de récupération améliorées (comme l'injection de fluide) font partie des réserves « prouvées » lorsque des tests concluants menés dans le cadre d'un projet pilote ou la mise en œuvre d'un programme installé dans le réservoir soutient l'analyse technique sur laquelle le projet ou le programme était fondé.

Les estimations des réserves prouvées ne comprennent pas les éléments qui suivent : (A) le pétrole pouvant être tiré de réservoirs connus, mais pouvant être classé séparément à titre de « réserves supplémentaires indiquées »; (B) le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel dont la récupération fait l'objet d'un doute raisonnable en raison de l'incertitude entourant la géologie, les caractéristiques du réservoir ou les facteurs économiques; (C) le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel qui peuvent survenir dans des zones productives possibles non forées et (D) le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel qui peuvent être récupérés des shales bitumineux, du charbon, de la gilsonite et d'autres sources analogues.

¹ Nous sommes assujettis à des règles d'information canadiennes relativement à la présentation des réserves. Toutefois, nous avons obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permettant de présenter nos réserves conformément aux pratiques américaines de communication. Bien que les sociétés américaines ne déclarent pas les réserves probables pour les terrains qui ne sont pas en exploitation, nous le faisons volontairement pour nos concessions in situ Firebag, car nous estimons que de tels renseignements sont utiles pour les investisseurs. Se reporter à la rubrique « Estimations des réserves » à la page 20 pour obtenir une description de la façon dont notre communication volontaire des réserves diffère de la communication requise par les États-Unis.

² Dans l'estimation de nos réserves prouvées et probables, nos évaluateurs de réserves indépendants, GLJ Petroleum Consultants Ltd. (GLJ), ont ciblé les seuils de certitude qui suivent : il existe une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives et il existe une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives. Toutefois, étant donné que nos réserves ont été établies à l'aide de méthodes déterministes plutôt que probabilistes, conformément aux pratiques de l'industrie, les estimations de GLJ ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application de méthodes probabilistes ou déterministes.

Pour des renseignements relatifs aux hypothèses de prix, il y a lieu de se reporter aux tableaux des rubriques « Présentation des réserves pétrolières et gazières requise aux termes des exigences américaines – Réserves pétrolières et gazières classiques prouvées » et « Présentation volontaire des réserves des sables bitumineux – Rapprochement des réserves minières des sables bitumineux et des réserves in situ Firebag ».

Réservoir

Entité de roche poreuse contenant une accumulation d'eau, de pétrole brut ou de gaz naturel.

Sables bitumineux

Les sables bitumineux sont un mélange d'origine naturelle d'eau, de sable, d'argile et de bitume, qui est un type de pétrole brut très lourd.

Terrains pétrolifères et gazéifères non mis en valeur

Terrains où le forage ou la complétion de puits n'a pas atteint un niveau qui permettrait la production de quantités commerciales de pétrole brut et de gaz naturel, que ces terrains contiennent ou non des réserves.

Utilisation

Utilisation moyenne de la capacité compte tenu des arrêts et des travaux de maintenance prévus et non prévus.

TABLE DE CONVERSION

1 mètre cube m ³ = 6,29 barils	1 tonne = 0,984 tonne (forte)
1 mètre cube m ³ (gaz naturel) = 35,49 pieds cubes	1 tonne = 1,102 tonne (courte)
1 mètre cube m ³ (mort-terrain) = 1,31 verge cube	1 kilomètre = 0,62 mille
	1 hectare = 2,5 acres

Notes :

- 1) En utilisant les facteurs ci-dessus, la conversion des nombres arrondis qui figurent dans la présente notice annuelle peut donner lieu à de légers écarts par rapport aux chiffres indiqués.
- 2) Dans la présente notice annuelle, certaines données sont exprimées selon le système métrique et d'autres en mesures impériales.

MONNAIE

Dans la présente notice annuelle, tous les montants en dollars sont libellés en dollars canadiens, sauf indication contraire.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient certains énoncés prospectifs qui sont fondés sur nos attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles, que nous avons formulées à la lumière de notre expérience.

Toutes les déclarations qui traitent des prévisions ou projections au sujet de l'avenir, y compris les déclarations au sujet de notre stratégie de croissance et de nos dépenses futures, du prix de nos marchandises, de nos coûts, de nos calendriers, de nos volumes de production, de nos résultats d'exploitation et financiers futurs prévus de Suncor et de l'incidence prévue de nos engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains des énoncés prospectifs peuvent être identifiés par des termes tels que « prévoit », « anticipe », « estime », « planifie », « croit », « projette », « indique »,

« pourrait », « but », « cible », « objectif », « continuera », « calendrier », « prévisible », « proposé », « potentiel », « éventuel », « peut » et des expressions analogues. Ces énoncés ne sont pas des garanties d'un rendement futur et ils comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont analogues à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et dont certains nous sont propres. Nos résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans nos énoncés prospectifs, et il est conseillé au lecteur de ne pas s'y fier indûment.

Les risques, incertitudes et autres facteurs qui pourraient toucher les résultats réels comprennent notamment les modifications à la conjoncture économique et commerciale générale; les variations de l'offre et de la demande de nos produits; les variations des prix des marchandises et des taux de change; notre capacité à répondre aux changements des marchés et à recevoir en temps opportun les approbations réglementaires; la mise en œuvre fructueuse et en temps opportun de projets importants dont des projets de croissance (par exemple l'investissement continu dans notre projet de mise en valeur in situ Firebag) et des projets réglementaires (par exemple, les projets de modifications au raffinage des combustibles propres); l'exactitude des estimations des coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à un autre stade préliminaire et avant que ne commence la conception des données techniques détaillées nécessaires pour réduire la marge d'erreur ou le niveau d'exactitude; l'intégrité et la fiabilité de nos immobilisations; l'effet cumulatif de la mise en valeur de ressources; les lois environnementales; l'exactitude des estimations de nos réserves, de nos ressources et de notre production future et notre succès dans les activités de forage d'exploration et de mise en valeur et activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les associations d'employés et les partenaires de coentreprises; les mesures relatives à la concurrence des autres sociétés, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sociétés qui fournissent d'autres sources d'énergie; les pénuries de main-d'œuvre et d'équipement, les autres incertitudes liées aux installations découlant des retards ou des modifications possibles aux plans relativement aux projets ou aux dépenses en immobilisations; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris l'imposition de taxes, et les modifications apportées aux frais et aux redevances; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines (exemples : la révision en cours du régime des redevances de la Couronne par le gouvernement de l'Alberta et la révision en cours du règlement sur les émissions de gaz à effet de serre par le gouvernement du Canada); la capacité et la volonté des parties avec qui nous avons des liens importants d'exécuter leurs obligations envers nous; et la survenance d'événements imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, défauts de l'équipement et autres événements semblables nous touchant ou touchant d'autres parties dont l'exploitation ou l'actif nous concerne directement ou indirectement. Ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et d'autres risques et incertitudes précis sont examinés plus en détail dans la présente notice annuelle et dans notre rapport de gestion, intégré par renvoi dans les présentes. Le lecteur est de plus prié de se reporter aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à Suncor au 112 – 4th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2V5, par téléphone au 1-800-558-9071 ou par courriel au info@suncor.com ou encore en consultant les sites Web SEDAR au www.sedar.com ou EDGAR au www.sec.gov. L'information figurant sur notre site Web ou à laquelle on peut accéder par l'entremise de celui-ci ne fait pas partie de la présente notice annuelle. Ces renseignements constituent uniquement des références textuelles inactives.

Les mentions dans les présentes de nos états financiers consolidés de 2006 renvoient aux états financiers consolidés vérifiés de Suncor établis conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les PCGR), ainsi qu'aux notes et au rapport des vérificateurs y afférents, au 31 décembre 2006 et pour la période de trois exercices terminée à cette date.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Certaines mesures financières mentionnées dans la présente notice annuelle qui ne sont pas prévus par les PCGR, soit les flux de trésorerie liés à l'exploitation et le total de l'encaisse et des charges d'exploitation par baril de l'unité Sables bitumineux, sont décrites et rapprochées à la rubrique « Mesures financières non conformes PCGR » du rapport de gestion, qui est intégré dans les présentes par renvoi.

STRUCTURE GÉNÉRALE

Dénomination et constitution

Suncor Énergie Inc. (auparavant Suncor Inc.) est issue de la fusion, en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, le 22 août 1979, de Sun Oil Company Limited, constituée en 1923, avec Great Canadian Oil Sands Limited, constituée en 1953. Le 1^{er} janvier 1989, nous avons fusionné avec une filiale en propriété exclusive en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Nous avons modifié nos statuts en 1995 par suite du déménagement de notre siège social de Toronto, en Ontario, à Calgary, en Alberta, et nous les avons modifiés de nouveau en avril 1997 dans le but d'adopter notre dénomination sociale actuelle, « Suncor Énergie Inc. ». En avril 1997, en mai 2000 et en mai 2002, nous avons modifié nos statuts en vue de diviser nos actions émises et en circulation à raison de deux pour une.

Notre siège social et principal établissement est situé au 112 – 4th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2V5.

Relations intersociétés

Nous avons quatre principales filiales et sociétés de personnes.

Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership est une société en commandite albertaine détenue en propriété exclusive indirecte par Suncor Energy Inc. Avec prise d'effet le 1^{er} février 2005, Suncor Énergie Inc., à titre de commandité, et l'une de ses filiales en propriété exclusive, à titre de commanditaire, ont formé Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership. La société en commandite détenait alors certaines participations dans les profits nets relatives à nos activités de sables bitumineux et de gaz naturel et, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2006, Suncor Energy Inc. a fourni, sous réserve de certaines exceptions, ses actifs liés aux sables bitumineux à la société en commandite. Cette restructuration interne n'a eu aucune incidence sur nos activités ni sur notre bénéfice net consolidé.

Suncor Energy Products Inc. (anciennement Sunoco Inc.), société constituée sous le régime des lois de l'Ontario, est détenue en propriété exclusive par Suncor Énergie Inc. Cette société raffine et commercialise des produits pétroliers et pétrochimiques directement et indirectement par l'intermédiaire de filiales et de coentreprises. Nous exploitons une entreprise de détail au Canada sous la marque Sunoco par l'entremise de cette filiale. Nous ne sommes pas reliés à Sunoco, Inc. (auparavant connue sous la dénomination sociale de Sun Company, Inc.), dont le siège social est situé à Philadelphie, en Pennsylvanie.

Suncor Energy Marketing Inc. (*SEMI*), détenue en propriété exclusive par Suncor Energy Products Inc., est constituée sous le régime des lois de l'Alberta. Cette société commercialise principalement auprès de clients au Canada et aux États-Unis du pétrole brut, du carburant diesel, du bitume et des sous-produits comme le coke de pétrole, le soufre et le gypse que produit notre unité d'exploitation des Sables bitumineux. Nous administrons également par l'entremise de cette filiale les activités de commerce d'énergie de Suncor, commercialisons certains produits de tiers et assurons l'approvisionnement en pétrole brut comme matière première et en gaz naturel pour nos activités en aval. Cette filiale commercialise certains volumes de gaz naturel produits par notre unité d'exploitation Gaz naturel et achetés auprès de celle-ci. Suncor Energy Marketing Inc. compte également une division de commercialisation des produits pétrochimiques qui détient une participation de 50 % dans Sun Petrochemicals Company (*SPC*), coentreprise de produits pétrochimiques.

Suncor Energy (U.S.A.) Inc., filiale en propriété indirecte de Suncor Energy Inc., est constituée sous le régime des lois du Delaware. Par l'entremise de cette filiale américaine, dont le siège social est situé à Denver, au Colorado, nous raffinons du pétrole brut à notre raffinerie située à Commerce City, au Colorado, près de Denver, en une gamme diversifiée de produits du pétrole, et vendons nos produits raffinés à des clients industriels, de gros et commerciaux situés principalement au Colorado et à des clients au détail situés au Colorado par l'entremise de sites de la bannière Philips 66 ®. Nous

transportons également du pétrole brut dans les pipelines dont nous sommes les propriétaires exclusifs ou partiels au Wyoming et au Colorado.

Nous comptons également plusieurs autres filiales. Toutefois, l'actif total de ces filiales et de ces sociétés en commandite combinées de même que le total de leur chiffre d'affaires et de leurs produits d'exploitation ne représentent pas plus de 20 % de l'actif consolidé, ou du chiffre d'affaires et des produits d'exploitation consolidés, respectivement, de Suncor.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Survol

Suncor est une société de ressources énergétiques intégrée, dont le siège social est situé à Calgary (Alberta), au Canada. Notre objectif stratégique est d'aménager l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables bitumineux d'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, de transport et de raffinage du pétrole brut et de commercialisation de produits pétroliers et pétrochimiques. Nous commercialisons aussi à l'occasion les produits pétroliers de tiers. Nous exerçons également des activités de négociation d'énergie consistant principalement en l'achat et en la vente de contrats à terme standardisés et d'autres instruments dérivés fondés sur les marchandises que nous produisons.

Nous comptons quatre principales unités d'exploitation.

L'unité Sables bitumineux, située près de Fort McMurray, en Alberta, récupère du bitume, principalement par l'extraction de sables bitumineux et leur mise en valeur in situ, et le valorise en le transformant en charges d'alimentation pour les raffineries, en carburant diesel et en sous-produits. Nous nous approvisionnons également en bitume auprès de fournisseurs tiers à l'occasion.

L'unité Gaz naturel, située à Calgary, en Alberta, poursuit des activités d'exploration dans l'ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique et acquiert, met en valeur et produit le gaz naturel et les liquides de gaz naturel qu'elle tire de réserves qui y sont situées. La vente de la production de gaz naturel permet de couvrir naturellement le prix du gaz naturel acheté à des fins de consommation à notre installation Sables bitumineux et à nos raffineries situées à Sarnia, en Ontario, et près de Denver, au Colorado. De plus, notre filiale américaine en propriété exclusive indirecte, Suncor Energy (Natural Gas) America Inc., a acquis des terrains et entrepris des travaux d'exploration afin de trouver du méthane provenant des couches de houille aux États-Unis.

Notre troisième unité, Commercialisation de l'énergie et raffinage – Canada, située à Toronto, en Ontario, raffine du pétrole brut à la raffinerie de Suncor, située à Sarnia, en Ontario, et le transforme en une vaste gamme de produits pétroliers, pétrochimiques et en biocarburant. Ces produits sont ensuite vendus à des clients industriels et commerciaux et à des grossistes situés en Ontario et au Québec et à détaillants situés en Ontario par l'entremise de réseaux de détail de la bannière Sunoco exploités par des coentreprises. Notre unité exerce également des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie de tiers.

Notre quatrième unité, Raffinerie et commercialisation – États-Unis, située à Denver, au Colorado, raffine du pétrole brut à notre raffinerie située à Commerce City, au Colorado, près de Denver, qu'elle transforme en une vaste gamme de produits du pétrole et commercialise nos produits raffinés auprès de clients industriels et commerciaux et de grossistes situés principalement au Colorado et à des clients de détail situés au Colorado par l'entremise de sites de la bannière Phillips 66 ®. Nous transportons également du pétrole brut dans nos pipelines dont nous sommes les propriétaires exclusifs ou partiels au Wyoming et au Colorado.

Pour les besoins de l'information financière, nous présentons aussi des données financières sur des activités qui ne sont pas directement attribuables à une unité d'exploitation dans les résultats au poste « Siège social » de Suncor. Cela comprend l'activité de notre entité d'autoassurance ainsi que les

activités visant à mettre en valeur des sources d'énergie produisant peu ou pas de gaz à effet de serre, qui ont une incidence réduite sur l'environnement, en dehors de nos unités à base d'hydrocarbures.

En 2006, nous avons produit environ 294 800 bep par jour, soit 263 000 barils par jour (bj) de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et 191 millions de pieds cubes par jour (Mpi³/j) de gaz naturel. En 2005, la période la plus récente pour laquelle nous comptons des résultats publiés, nous étions le quatrième producteur en importance de pétrole brut et de liquides de gaz naturel au Canada (nous avons assuré environ 7 %³ de la production canadienne de pétrole brut en 2005) et le dix-huitième producteur de gaz naturel au Canada⁴.

En 2006, l'unité Commercialisation de l'énergie et raffinage a vendu environ 95 000 bj (96 000 bj en 2005) ou 15 100 m³ par jour (15 200 m³ par jour en 2005) de produits raffinés, principalement en Ontario, mais également aux États-Unis et en Europe. Nos ventes de produits raffinés en Ontario représentaient environ 18 % (19 % en 2005) du total des ventes de produits raffinés en Ontario en 2006⁵. En 2006, l'unité Raffinerie et commercialisation a vendu approximativement 90 600 bj ou 14 400 m³ de produits raffinés au Colorado, dont quelque 76 100 bj ou 12 100 m³ par jour d'hydrocarbures légers (essence et distillats) (86 200 bj ou 13 700 m³ par jour en 2005, dont environ 69 200 bj ou 11 000 m³ par jour d'hydrocarbures légers).

Historique des trois derniers exercices

Les estimations des coûts des grands projets comportent des incertitudes et évoluent par étapes. Pour en savoir plus sur le processus, pour une mise au point sur l'état de nos principaux projets d'immobilisations et une explication de l'expression « dans le respect des délais et du budget », prière de se reporter à la page 13 du rapport de gestion, intégré dans les présentes par renvoi.

Sables bitumineux (l'unité SB)

Croissance de l'unité SB – Nous poursuivons notre stratégie de croissance à plusieurs étapes afin porter la capacité de production à 500 000 à 550 000 bj de 2010 à 2012. Les principaux volets de cette stratégie comprennent les étapes suivantes :

- Au cours du quatrième trimestre de 2005, nous avons accru notre capacité de production pour la faire passer à 260 000 bj grâce à l'achèvement d'une nouvelle unité sous vide. De plus, nous avons décongestionné nos activités à la mine Steepbank.
- Nous comptons porter notre capacité de production à 350 000 bj en 2008. Nous prévoyons des dépenses en immobilisations d'environ 2,1 G\$ pour la construction d'une unité de cokéfaction supplémentaire afin d'agrandir la deuxième usine de valorisation. Le projet évolue actuellement dans le respect des délais et du budget. Nous prévoyons actuellement que des dépenses supplémentaires de 1,5 G\$ seront engagées pour accroître l'offre de bitume. (La marge d'incertitude relative aux coûts estimatifs de 2,1 G\$ pour l'unité de cokéfaction est de +/- 10 %, et celle relative aux coûts estimatifs de 1,5 G\$ pour l'accroissement de l'offre de bitume en vue de l'atteinte de notre objectif de 350 000 bj est de +/- 10 %).
- En vue de l'expansion postérieure à 2008 qui permettra d'atteindre l'objectif de produire de 500 000 à 550 000 bj de 2010 à 2012, l'unité SB a déposé auprès des autorités réglementaires une demande en mars 2005 que celles-ci ont approuvée en novembre 2006 pour faire construire une troisième usine de valorisation. La Société compte faire avancer les plans d'exécution du projet et l'estimation de ses coûts au niveau approprié pour demander au conseil d'administration de l'approuver en 2007. En attendant, nous comptons en lancer la construction en 2007.

³ CAPP Crude Oil Report – tableau 1 intitulé « Canadian Crude Oil Production and Forecast ».

⁴ Oilweek – juillet 2006, « Top 100 Oil and Gas Producers ».

⁵ Statistique Canada – Modified Monthly Report For Refined Petrochemical Production Development Sales.

Afin d'appuyer le projet d'accroître notre capacité de production, nous mettons toujours l'accent sur l'augmentation de la production de bitume

- i) par la mise en valeur de nos réserves de sables bitumineux in situ Firebag. La phase 1 de Firebag a commencé à produire du bitume en 2004 et la phase 2 de Firebag a atteint le stade commercial au cours du premier trimestre de 2006. Le projet d'immobilisations visant l'expansion des phases 1 et 2 de Firebag et l'aménagement d'une centrale de cogénération progresse dans le respect des délais et du budget en vue de son achèvement en 2007. Est aussi prévue pour 2007. la présentation d'une demande visant à faire approuver la phase 3 de Firebag par notre conseil d'administration;
- ii) par la poursuite de la mise en valeur de nos concessions minières, y compris le prolongement de la mine North Steepbank, et des travaux réglementaires, consultatifs et techniques en vue de la mise en valeur éventuelle de la concession 23;
- iii) par l'achat de bitume auprès de tiers.

Contrat conclu avec Petro-Canada – Il est également prévu que le bitume supplémentaire servant à approvisionner les activités élargies de l'unité SB sera fourni aux termes d'une convention de traitement intervenue entre Suncor et Petro-Canada, qui devrait entrer en vigueur en 2008. Aux termes de la convention, nous traiterons au moins 27 000 bj de bitume provenant de Petro-Canada selon le principe de la rémunération des services. Petro-Canada demeurera propriétaire du bitume et de la production de pétrole brut acide qui en résulte d'environ 22 000 bj. De plus, nous vendrons à Petro-Canada 26 000 bj supplémentaires de la production de pétrole brut acide dont nous sommes propriétaires. Les parties relatives au traitement et aux ventes de l'entente auront toutes deux une durée minimale de dix ans.

Protocole de Kyoto – Le 17 décembre 2002, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il avait ratifié le protocole de Kyoto. Le 19 octobre 2006, le gouvernement du Canada a fait l'annonce de son plan d'assainissement de l'air qui se propose de réglementer la qualité de l'air intérieur et extérieur et les gaz à effet de serre (GES). La Loi sur la qualité de l'air qui a été annoncée ainsi que l'avis d'intention de réglementer les principaux contaminants atmosphériques (PCA) et les GES qui a suivi ont été soumis à un comité spécial chargé de les examiner et de les réviser. La consultation des principaux secteurs est en cours, mais l'issue réglementaire définitive n'est toujours pas connue. Nous comptons poursuivre la gestion active de nos émissions atmosphériques et des gaz à effet de serre que nous produisons pour accroître notre efficacité à cet égard. Nous avons aussi l'intention de d'étudier plus avant les possibilités comme le captage du carbone, la séquestration géologique et la production de formes d'énergie renouvelables et nouvelles comme l'éolien et les biocarburants.

Incendie à l'unité Sables bitumineux – Le 4 janvier 2005, un incendie a causé d'importants dommages à l'une de nos deux usines de valorisation, de sorte que la capacité de production de pétrole brut est passée du seuil initial de 225 000 bj à environ 122 000 bj pour les neuf premiers mois de 2005. Les travaux de réparation et d'entretien pour remettre l'installation en état ont été terminés en septembre 2005. Nos polices d'assurance pour les pertes matérielles et les pertes d'exploitation ont réduit considérablement les conséquences financières de l'incendie, un règlement final étant intervenu en 2006. Pour de plus amples renseignements sur nos polices d'assurance et les montants recouverts, prière de se reporter à la note 10b) de nos états financiers consolidés de 2006 et à la page 43 du rapport de gestion.

Convention concernant les redevances fondées sur le bitume – En septembre 2005, nous avons conclu une convention avec le gouvernement de l'Alberta portant sur les conditions auxquelles Suncor peut choisir de passer au régime de redevances génériques fondées sur le bitume en 2009. Au cours du quatrième trimestre de 2006, nous avons chois d'exercer l'option que nous avons de soumettre nos activités de base au régime de redevance fondées sur le bitume avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. En vertu de ce régime, nous verserons une redevance correspondant à 25 % des produits tirés du bitume, déduction faite des frais déductibles. En 2006, le gouvernement de l'Alberta a entrepris des délibérations

visant à établir la méthode à prescrire pour déterminer la juste valeur marchande du pétrole lourd/du bitume aux fins du calcul de la redevance fondée sur le bitume. Les redevances à verser en vertu de ce nouveau mode de tarification du bitume pourraient être fort différentes. Comme le nouveau mode de tarification ne devrait pas être arrêté avant 2008, il est impossible d'en évaluer l'incidence pour le moment, mais elle pourrait être importante. Tout ajustement rétroactif ne devrait pas être important. Pour en savoir plus sur les redevances que nous payons à la Couronne sur les sables bitumineux, prière de se reporter à la page 30 du rapport de gestion.

Gaz naturel (l'unité GN)

Usine à gaz South Rosevear – En janvier 2006, nous avons vendu une participation de 15 % dans l'usine à gaz South Rosevear, pour un produit de 12 M\$. Nous y conservons actuellement une participation de 60,4 % et continuons d'exploiter l'usine.

Dessaisissement de biens non essentiels – En 2005, nous nous sommes dessaisis de biens non essentiels pour un produit de 21 M\$.

Usine à gaz Simonette – En décembre 2005, de concert avec notre partenaire, nous avons accru la capacité de l'usine et construit un nouveau pipeline en vue de connecter l'usine Simonette aux volumes produits provenant des champs Cabin Creek et Solomon, situés dans les Foothills, en Alberta. En novembre 2004, l'unité Gaz naturel a vendu une participation de 62,5 % dans l'usine à gaz Simonette pour un produit de 19 M\$. Nous y conservons une participation de 37,5 % et continuons d'exploiter l'usine.

Acquisition de terrains – En décembre 2004, nous avons acquis des actifs dans l'est de la Colombie-Britannique en contrepartie de 33 M\$. Ces actifs sont constitués de terrains mis en valeur ou non.

Règlement – Également en décembre 2004, nous avons versé 18 M\$ aux termes d'un règlement arbitré final portant sur la résiliation de contrats de commercialisation du gaz naturel en lien avec la faillite d'Enron Corporation en décembre 2001.

Commercialisation de l'énergie et raffinage – Canada (l'unité CER)

Projets de désulfuration – En 2002, le gouvernement canadien a adopté une loi qui exigeait que la teneur en soufre du carburant diesel destiné aux véhicules routiers produit ou importé soit ramenée à au plus 15 parties par million (ppm) pour le 1^{er} juin 2006. La limite maximale antérieure était de 500 ppm. Afin de se conformer à cette exigence, nous avons conclu en octobre 2003 une convention de 20 ans avec Shell Canada Products Inc. (*Shell*) aux termes de laquelle nous avons construit des installations d'hydrotraitement à notre raffinerie de Sarnia pour traiter du diesel à forte teneur en soufre provenant des raffineries de Shell et de notre raffinerie de Sarnia, de façon à produire du diesel faible en soufre conformément aux nouvelles limites pour le diesel destiné aux véhicules routiers. Aux termes de cette convention, Shell nous paie des frais de traitement. La construction des installations de désulfuration du carburant diesel a été achevée en juillet 2006, ce qui a permis de produire du carburant diesel d'une teneur suffisamment faible en soufre pour respecter les exigences réglementaires.

Un règlement visant à réduire le soufre dans le diesel destiné aux véhicules non routiers et dans le mazout léger devraient entrer en vigueur plus tard au cours de la décennie. Nous estimons que si ce règlement est adopté en sa forme actuelle, les nouvelles installations de désulfuration du diesel servant à réduire la quantité de soufre dans le diesel destiné aux véhicules routiers devraient également nous permettre de satisfaire aux exigences de réduction du soufre dans le diesel destiné aux véhicules non routiers et le mazout léger.

En complément du projet de désulfuration du diesel, nous sommes en voie de modifier la capacité de traitement de la raffinerie afin de lui permettre de traiter jusqu'à 40 000 bj de mélanges de brut acide provenant de l'unité Sables bitumineux. Ce projet devrait être réalisé en 2007. L'estimation de coûts initiale de 800 M\$ de ce projet combiné a été revue à la hausse pour être portée à 960 M\$.

Usine d'éthanol – En juillet 2006, nous avons achevé la construction de notre usine d'éthanol dans le respect des délais et du budget, pour un coût final de 112 M\$ et une capacité de production de 200 millions de litres d'éthanol par an. L'éthanol produit peut être mélangé à nos carburants de marque Sunoco et à d'autres carburants vendus par l'entremise de réseaux exploités en coentreprise. Ressources naturelles Canada a fourni une contribution de 22 M\$ à ce projet dans le cadre son Programme d'expansion du marché de l'éthanol.

Raffinage & commercialisation – États-Unis (l'unité R&C)

Dans le cadre de la convention visant l'acquisition d'actifs de ConocoPhillips Company (*ConocoPhillips*) en août 2003, nous avons pris en charge des obligations de ConocoPhillips à la raffinerie aux termes d'un jugement convenu avec la United States Environmental Protection Agency, le United States Department of Justice et l'État du Colorado. Ces obligations en immobilisations ont été respectées au cours de l'interruption prévue des activités pour les besoins d'entretien en 2006. Ces dépenses ont totalisé environ 60 M\$ (environ 50 M\$ US). Ces dépenses, qui visaient à réduire les émissions atmosphériques de notre raffinerie, ont consisté principalement en des dépenses en immobilisations. D'autres obligations continues aux termes de ce jugement qui n'entraîneront toutefois pas de dépenses en immobilisations continueront d'exister pendant plusieurs années encore.

Le 31 mai 2005, nous avons fait l'acquisition d'une deuxième raffinerie auprès de Valero Energy Corporation (*Valero*) dans la région de Denver adjacente à la raffinerie que nous possédons déjà. La raffinerie de Valero, d'une capacité de 30 000 bj, a été achetée au prix de 37 M\$ (30 M\$ US), majoré du fonds de roulement et des ajustements liés aux stocks de pétrole brut et de produits pétroliers, pour un coût d'acquisition total de 62 M\$ (50 M\$ US). Nous avons acquis la raffinerie en achetant la totalité des actions émises et en circulation de la filiale en propriété indirecte de Valero, Colorado Refining Company (*CRC*). CRC s'est fusionnée par la suite avec Suncor Energy (USA) Inc., fusion qui a pris effet le 1^{er} août 2005. Nous poursuivons nos efforts en vue de l'intégration complète des deux entreprises, de façon à obtenir une capacité de raffinage combinée d'environ 90 000 bj aux États-Unis.

En achetant les actifs de Valero, nous avons pris en charge les obligations réglementaires environnementales et contractuelles de CRC à la raffinerie, notamment l'obligation de CRC aux termes d'un jugement convenu avec la United States Environmental Protection Agency, le United States Department of Justice et l'État du Colorado relativement à des violations alléguées de la réglementation atmosphérique avant notre achat et d'une ordonnance de conformité au moment du consentement rendue par l'État du Colorado, relativement à la contamination des eaux souterraines et du sol. Les exigences du jugement convenu devraient entraîner des dépenses d'environ 25 M\$ (20 M\$ US) jusqu'en 2011.

Projets de désulfuration – En juillet 2006, l'unité R&C a achevé son projet de désulfuration de carburant diesel et d'intégration des sables bitumineux au coût total d'environ 530 M\$ (435 M\$ US). La réalisation de ce projet nous permet dorénavant de produire du carburant diesel à très faible teneur en soufre qui est conforme aux exigences de la législation relative à la désulfuration des carburants et de traiter jusqu'à 15 000 bj de pétrole brut acide de l'unité Sables bitumineux, tout en accroissant sa capacité de traiter une plus grande quantité de pétrole brut tiré de schistes bitumineux. La législation sur les combustibles propres exigeait que la teneur en soufre du carburant diesel soit ramenée à 15 ppm au plus pour juin 2006 et elle exige que celle de l'essence soit ramenée à 30 ppm en moyenne (plafond de 80 ppm) pour 2009.

Nous étudions actuellement des projets visant à apporter d'autres modifications à la raffinerie en 2007 et par la suite afin de pouvoir intégrer des quantités supplémentaires de pétrole brut en provenance de l'unité Sables bitumineux.

Autres

Activités de financement

Les facilités de crédit dont nous disposions au 31 décembre 2006 totalisaient environ 2,3 G\$; de cette somme 1,8 G\$ n'avaient pas été tirés. Ces facilités de crédit comprennent une convention de 2,0 G\$ échéant en 2011 et une autre de 300 M\$ échéant en 2008. Dominion Bond Rating Service, Moody's Investors Service et Standard & Poor's ont accordé respectivement les notes A (faible), A3 et A- à notre dette à long terme. Toutes les notations de crédit comportent une perspective stable.

En 2004, nous avons racheté pour 101 M\$ une participation indivise dans les actifs de services énergétiques de notre unité Sables bitumineux que nous détenions avant aux termes d'un financement par crédit-bail conclu avec un tiers.

En 1999, nous avons réalisé le placement de titres privilégiés, dont le produit s'est élevé à 507 M\$ CA après l'émission. Nous avons racheté ces titres le 15 mars 2004 en contrepartie du capital initial, majoré des intérêts courus et non versés au 15 mars 2004. Se reporter à la note 1a) de nos états financiers consolidés, qui sont intégrés dans les présentes par renvoi.

Énergie renouvelable

En novembre 2006, nous et nos partenaires de coentreprise, soit Enbridge Income Fund et Acciona Wind Energy Canada Inc., avons inauguré une centrale éolienne de 30 mégawatts près de Taber, en Alberta, appelée Chin Chute Wind Power Project. Elle comprend 20 turbines éoliennes qui peuvent produire suffisamment d'électricité sans émission pour éliminer l'équivalent d'environ 102 000 tonnes de dioxyde de carbone par jour.

En novembre 2005, nous et notre partenaire de coentreprise Acciona Wind Energy Canada Inc. avons été choisis par le gouvernement de l'Ontario pour construire une centrale éolienne de 76 mégawatts près de Ripley, en Ontario. La centrale Ripley devrait comprendre 38 éoliennes et éviter l'émission annuelle d'environ 66 000 tonnes de dioxyde de carbone. Sa mise en service est prévue pour la fin de 2007.

Autres opérations

En 2004, nous avons racheté environ 2,1 millions de barils de pétrole brut vendus à l'origine à une entité à détenteurs de droits variables (une EDDV) en 1999, pour une contrepartie nette de 49 M\$. Comme nous avons couvert le rachat des stocks, la contrepartie nette versée était égale au produit initial que nous avons reçu en 1999 au moment de la vente des stocks à l'EDDV.

En 2004, nous avons reçu 40 M\$ pour la vente de certaines technologies exclusives. Au cours de 2005, nous avons reçu 40 M\$ pour la fourniture de services de formation connexes. Ces montants seront comptabilisés comme résultat au cours de la durée du contrat de vente.

En septembre 2004, nous et nos partenaires de coentreprise, soit Enbridge Income Fund et Acciona Wind Energy Canada Inc., avons inauguré la centrale éolienne Magrath de 30 mégawatts (*Magrath*) dans le sud de l'Alberta. La production d'électricité sans émission de Magrath devrait éliminer l'équivalent d'environ 82 000 tonnes de dioxyde de carbone par an. Le projet a bénéficié du soutien du programme Encouragement à la production d'énergie éolienne du gouvernement fédéral.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les événements et questions mentionnés ci-dessus et d'autres faits saillants de 2006 et une description d'autres tendances qui pourraient raisonnablement avoir un effet notable sur la Société, prière de se reporter à la rubrique « Perspectives » et à d'autres rubriques du rapport de gestion de Suncor et à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ENTREPRISE

SABLES BITUMINEUX (L'UNITÉ SB)

Suncor produit une gamme variée de charges d'alimentation pour les raffineries, du carburant diesel et des sous-produits en mettant en valeur les sables bitumineux de l'Athabasca dans le nord-est de l'Alberta et en valorisant le bitume qui en est extrait à son usine, située près de Fort McMurray, en Alberta. L'exploitation de l'unité Sables bitumineux, laquelle a compté pour la quasi-totalité de sa production de pétrole brut classique et synthétique en 2006, a représenté une partie importante du capital investi (65 %)⁶, des flux de trésorerie liés à l'exploitation⁶ (83 %) et du bénéfice net (89 %) de 2006. Ces pourcentages ne tiennent pas compte des postes « Siège social » et « Éliminations ».

Activités

L'entreprise intégrée de l'unité Sables bitumineux comprend quatre sites d'exploitation situés au nord de Fort McMurray, en Alberta, le long de l'autoroute 63.

- 1) Le bitume provient d'une combinaison d'activités minières exercées à l'aide de camions et de pelles mécaniques, d'activités in situ et de bitume fourni par des tiers. Depuis 2004, les activités in situ Firebag ont commencé à produire du bitume, qui a été vendu à l'origine sur le marché comme du bitume dilué. Depuis la fin de 2005, le bitume tiré de Firebag est valorisé, et seule une petite partie de la production est écoulee directement sur le marché à des fins stratégiques.
- 2) Les installations d'extraction récupèrent le bitume des sables bitumineux qui sont exploités.
- 3) La valorisation du pétrole lourd transforme le bitume en pétrole brut.
- 4) Actuellement, nos besoins en énergie sont comblés principalement par des installations exploitées par TransAlta qui fournissent de la vapeur et de l'électricité. Afin de réduire nos besoins futurs en matière d'électricité et de vapeur, nous construisons notre propre centrale de cogénération qui contribuera à combler nos besoins en électricité et en vapeur. La construction de la centrale devrait être achevée en 2007.

La première étape de l'exploitation minière à ciel ouvert consiste à enlever les morts-terrains au moyen de camions et de pelles mécaniques pour atteindre les sables bitumineux, lesquels se composent d'un mélange de sable, d'argile et de bitume. Ensuite, ce minerai est excavé, puis transporté à l'une des cinq installations de calibrage par des camions. Le minerai est déversé dans des broyeurs où il est écrasé et ensuite acheminé aux usines de préparation du minerai, où il est mélangé en une boue d'eau chaude puis pompé dans des canalisations d'hydrotransport vers les usines d'extraction, situées sur les rives est et ouest de la rivière Athabasca. Le bitume commence à se séparer du sable lorsque la boue est pompée dans les canalisations. Le bitume est extrait des sables bitumineux par un procédé à l'eau chaude. Après avoir retiré les dernières impuretés et les minéraux, on ajoute du naphta au bitume comme diluant afin d'en faciliter le transport jusqu'à l'usine de valorisation.

Nous continuons de chercher et de mettre au point des techniques améliorées et nouvelles visant à accroître l'efficacité et le traitement au sein de notre exploitation minière. Compte tenu des résultats obtenus lors d'essais réalisés en 2006, nous comptons avoir recours à du matériel et à des procédés mobiles d'exploitation et d'extraction dans les plans de mise en valeur minière futurs.

L'exploitation in situ utilise une technologie d'extraction appelée le drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV) afin d'extraire le bitume des gisements de sables bitumineux qui sont situés trop profondément pour être exploités de façon rentable. La première étape du procédé SAGD consiste à forer deux puits horizontaux, dont l'un est situé au-dessus de l'autre. La vapeur produite par nos

⁶ Se reporter aux « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page ix de la présente notice annuelle.

installations de génération de vapeur est injectée dans le gisement de sables bitumineux par le puits du dessus. Le bitume chauffé et la vapeur condensée s'écoulent dans le puits du dessous et remontent du puits vers la surface. Le bitume est pompé vers nos installations de séparation du pétrole et de l'eau où l'eau est extraite du bitume, traitée et recyclée dans les installations de génération de vapeur. Du naphta est ajouté au bitume pour en faciliter le transport, puis le mélange de bitume est transporté par pipeline à nos installations de valorisation.

Après le transport du bitume dilué vers l'usine de valorisation, le naphta est retiré et recyclé; il sera réutilisé comme diluant. Le bitume est valorisé au moyen d'un procédé de cokage et de distillation. Le produit valorisé, appelé pétrole brut synthétique acide, est vendu directement aux clients sous cette forme ou valorisé de nouveau pour devenir du pétrole brut synthétique peu sulfureux après retrait de soufre et d'azote au moyen d'un procédé de traitement à l'hydrogène. Trois produits distincts sont tirés du pétrole brut : le naphta, le kérosène et le gas-oil.

Bien qu'il n'y ait presque aucuns frais de découverte avec le pétrole brut synthétique, la délimitation des ressources et la mise en valeur et l'accroissement de la production peuvent entraîner des décaissements de capital élevés. Pour la même raison, les frais liés à la production de pétrole brut synthétique sont en grande partie fixes et, par conséquent, les frais d'exploitation unitaires sont en grande partie tributaires des niveaux de production. Comme le gaz naturel sert à produire du pétrole brut synthétique, particulièrement dans le cadre de la méthode DGMV de production du bitume utilisée dans les activités de Firebag, le prix du gaz naturel constitue une variable importante dans le coût de production du pétrole brut synthétique.

Dans le cours normal des activités, nous procédons régulièrement à des interruptions des activités à des fins d'entretien systématique. Ces arrêts de production planifiés servent à exécuter des travaux d'entretien préventif et à remplacer des biens d'équipement pour accroître notre efficacité opérationnelle. La prochaine interruption majeure des activités devrait durer 50 jours en 2007 et nous permettre de procéder à d'importants raccordements en vue de projets d'agrandissement dont on prévoit qu'ils commenceront à produire en 2008.

Principaux produits

Les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de diesel ont représenté 58 % des produits d'exploitation consolidés de l'unité Sables bitumineux en 2006, contre 54 % en 2005. Les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux léger et de bitume ont représenté les 42 % restants des produits d'exploitation en 2006, comparativement à 46 % en 2005. L'information présentée ci-dessous porte sur les volumes des ventes quotidiennes et sur le pourcentage correspondant des produits d'exploitation consolidés de l'unité Sables bitumineux par produit pour les deux derniers exercices.

Produit	2006		2005	
	(milliers de bj)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité Sables bitumineux)	(milliers de bj)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité Sables bitumineux)
Pétrole brut peu sulfureux léger/diesel	138,7	58	88,9	54
Pétrole brut acide léger/bitume	124,4	42	76,4	46
Total	263,1	100	165,3	100

En 2005, les volumes et la composition des ventes ont subi les répercussions de l'incendie survenu à notre unité Sables bitumineux en janvier 2005. Nous prévoyons que le pétrole brut synthétique peu sulfureux léger et le diesel composeront environ 52 % des ventes de l'unité Sables bitumineux en 2007.

Principaux marchés

Nous commercialisons nos mélanges de pétroles bruts principalement auprès de clients du Canada et des États-Unis, et périodiquement sur les marchés étrangers.

Transport

Nous sommes les propriétaires-exploitants d'un pipeline qui transporte du pétrole brut synthétique de Fort McMurray, en Alberta, à Edmonton, en Alberta. Le pipeline a une capacité d'environ 110 000 bj.

L'unité Sables bitumineux a conclu avec une filiale d'Enbridge Inc. une convention de services de transport dont la durée couvrira de 1999 à 2028. Aux termes de la convention, nous disposons actuellement d'un pipeline d'une capacité de 170 000 bj pour le transport du pétrole brut synthétique et du bitume dilué de Fort McMurray, en Alberta, à Hardisty, en Alberta. Ce pipeline, avec le pipeline dont nous sommes propriétaires exclusifs, devrait nous permettre de répondre à nos besoins prévus en matière de transport pour la production future prévue de pétrole brut jusqu'en 2008.

En 2005, Suncor a conclu un protocole d'entente avec Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc., Petro-Canada, Total E&P Canada Limited et ConocoPhillips Surmont Partnership concernant le transport de pétrole brut au moyen d'un pipeline proposé allant de Cheecham, en Alberta, à Edmonton, en Alberta. Le pipeline devrait entrer en service le 1^{er} juillet 2008 pour une durée de 25 ans. La capacité initiale du pipeline devrait être de 350 000 bj et atteindre 600 000 bj grâce à la construction d'installations de pompage supplémentaires. Notre engagement initial est de 30 000 bj. Il est prévu que le pipeline facilitera l'accès aux nouveaux marchés situés sur la côte Ouest et à l'étranger. En collaboration avec d'autres transporteurs du secteur, nous évaluons actuellement d'autres possibilités pipelinières dans la région d'Athabasca auxquelles nous pourrions recourir après 2008.

Périodiquement, nous concluons des conventions stratégiques de transport de marchandise à court terme afin d'expédier du brut synthétique sur la côte américaine du golfe du Mexique. Ces conventions ont une durée de moins d'un an et sont conclues pour des expéditions à la pièce.

Nous avons conclu une entente de 20 ans avec TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership qui nous assurera une capacité garantie sur un gazoduc entré en service en 1999. Le gazoduc achemine le gaz naturel vers notre installation des Sables bitumineux.

Nous transportons également du gaz naturel vers nos installations des Sables bitumineux au moyen du pipeline Albersun construit en 1968 dont nous sommes propriétaires exploitants. Il couvre une distance d'environ 300 kilomètres au sud de l'usine et est raccordé au réseau de pipelines intraprovincial de TransCanada Pipelines en Alberta. Le pipeline Albersun a la capacité de transporter plus de 100 Mpi³/j de gaz naturel. Nous nous occupons de l'approvisionnement en gaz naturel et contrôlons la plus grande partie du gaz naturel du réseau en vertu de contrats fondés sur la livraison. Le pipeline transporte du gaz naturel tant vers le nord que vers le sud pour notre compte et celui d'autres transporteurs.

Les installations minières de l'unité Sables bitumineux sont facilement accessibles par la voie publique. Les installations in situ de Firebag sont actuellement accessibles par une route privée. Nous nous attendons à ce que cette pratique prenne fin en 2009 et évaluons actuellement d'autres moyens d'y accéder.

Concurrence

La concurrence touchant les activités de l'unité Sables bitumineux est décrite à la sous-rubrique « Concurrence » de la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Impacts saisonniers

Des conditions météorologiques particulièrement mauvaises à l'unité Sables bitumineux peuvent entraîner une réduction de la production et, dans certains cas, faire grimper les coûts.

Ventes de pétrole brut synthétique et de diesel

À l'exception du combustible utilisé sur place, toute la production de l'unité Sables bitumineux est vendue à Suncor Energy Marketing Inc., qui en fait ensuite la commercialisation.

En 1997, nous avons conclu avec Koch Industries Inc. (*Koch*) une convention à long terme en vue de fournir à Koch jusqu'à 30 000 bj (environ 11 % de notre production moyenne totale en 2006 (18 % en 2005)) de pétrole brut acide provenant de l'exploitation de l'unité Sables bitumineux. Nous avons commencé à expédier du pétrole brut au terminal de Koch à Hardisty, en Alberta (d'où Koch expédie le produit à sa raffinerie du Minnesota), aux termes de cette convention à long terme avec prise d'effet le 1^{er} janvier 1999. La durée initiale de la convention se termine le 1^{er} janvier 2009, et cette dernière pourra être reconduite tacitement de mois en mois par la suite, sous réserve de la présentation d'un préavis de résiliation de 24 mois par l'une ou l'autre des parties. Aucune partie n'a présenté de préavis de résiliation à ce jour.

Aux termes d'une convention de vente à long terme conclue avec Consumers Co-operative Refineries Limited (*CCRL*), nous fournissons 20 000 bj de pétrole brut acide. En 2005, nous avons signé une autre convention avec CCRL visant 12 000 bj supplémentaires de pétrole brut acide. Les prix du pétrole brut acide aux termes de ces conventions sont fixés à partir d'écarts convenus par rapport aux prix de référence du marché. Les deux conventions signées avec CCRL viennent à échéance en 2011 et sont assorties d'options de reconduction allant jusqu'en 2018 et au-delà.

En 2001, nous avons annoncé la conclusion d'une convention avec Petro-Canada en vue de fournir jusqu'à 30 000 bj de diluant pour diluer le bitume produit par Petro-Canada. Les livraisons aux termes d'une convention devraient se terminer au moment de l'entrée en vigueur en 2008 de la convention de traitement du bitume et d'approvisionnement en pétrole brut acide conclue avec Petro-Canada et décrite ci-après. Aux termes de cette convention, nous transformerons au moins 27 000 bj de bitume provenant de Petro-Canada selon le principe de la rémunération des services. Petro-Canada demeurera propriétaire du bitume et de la production de pétrole brut acide qui en résulte d'environ 22 000 bj. De plus, nous vendrons à Petro-Canada 26 000 bj supplémentaires de la production de pétrole brut acide dont nous sommes propriétaires. Les parties relatives au traitement et aux ventes de la convention auront toutes deux une durée minimale de dix ans.

Aucun client ne représentait 10 % ou plus de nos produits d'exploitation consolidés en 2006, en 2005 ou en 2004.

Une partie de la production de l'unité Sables bitumineux est utilisée dans le cadre de nos opérations de raffinage à Sarnia et à Commerce City. En 2006, la raffinerie de Sarnia a traité environ 8 % (4 % en 2005) de la production de pétrole brut de l'unité Sables bitumineux et de celle de Commerce City environ 3 % (3 % en 2005).

Conformité aux normes environnementales

Pour obtenir une analyse de risques posés à l'environnement par les activités de l'unité Sables bitumineux, prière de se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle, et aux paragraphes « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations » de la sous-rubrique « Estimations comptables cruciales » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion.

GAZ NATUREL (L'UNITÉ GN)

L'unité Gaz naturel, établie à Calgary (Alberta), exerce des activités de prospection, de mise en valeur et de production du gaz naturel classique et de liquides de gaz naturel dans l'Ouest du Canada et elle en fournit aux marchés de l'Amérique du Nord. La vente de la production de l'unité GN offre une couverture naturelle de prix pour la consommation de gaz naturel à notre installation de l'unité Sables bitumineux et à nos raffineries situés à Sarnia, en Ontario, et près de Denver, au Colorado.

En outre, notre filiale américaine, Suncor Energy (Natural Gas) America Inc., continue de faire des acquisitions foncières et de l'exploration en vue de découvrir du méthane provenant de couches de houille aux États-Unis.

En 2006, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel représentaient environ 97 % de la production de l'unité d'exploitation GN (98 % en 2005).

Le programme d'exploration de l'unité GN est concentré dans des zones géologiques multiples réparties dans trois grandes régions : le Nord (nord-est de la Colombie-Britannique et nord-ouest de l'Alberta), les Foothills (ouest de l'Alberta et parties du nord-est de la Colombie-Britannique) et le centre de l'Alberta. Nous forons avant tout des puits de risque moyen à élevé, en misant sur les zones d'intérêt qui sont à proximité des infrastructures existantes. En 2006, la production a été inférieure aux attentes par suite de l'arrêt de la production imputable à des contraintes imposées par des installations de traitement et des pipelines et à des retards dans la production.

Commercialisation, exploitation de pipelines et autres activités

Nous exploitons des usines de traitement du gaz naturel à South Rosevear, à Pine Creek, à Boundary Lake South, à Progress et à Simonette, la capacité nominale totale étant d'environ 315 Mpi³/j. Notre participation dans la capacité de ces usines s'élève à quelque 135 Mpi³/j. Nous détenons aussi divers pourcentages de participation indivise dans des usines de traitement du gaz naturel exploitées par d'autres sociétés et avons conclu des conventions de traitement pour les installations dans lesquelles nous ne détenons pas de participation.

Environ 83 % de notre production de gaz naturel est vendue à SEMI pour ensuite être commercialisée en vertu de conventions de vente directe passées avec des clients de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de l'Est du Canada ainsi que des États-Unis. Les conventions de vente directe comportent des durées diverses, dont la majorité sont d'un an ou moins, et des prix qui sont soit fixes pour toute la durée du contrat, soit déterminés mensuellement en fonction d'un prix de référence du marché précis. Aux termes de ces conventions, nous sommes chargés de l'organisation du transport jusqu'au point de vente.

Environ 17 % de notre production de gaz naturel est vendue à des regroupeurs (les *ventes de réseau*) aux termes de conventions existantes. Les sommes que touchent les producteurs aux termes de ces conventions de vente sont établies suivant des systèmes tarifaires basés sur le revenu net, selon lesquels les producteurs reçoivent des sommes correspondant à leur quote-part des ventes, déduction faite des frais de transport fixés par règlement et des frais de commercialisation. La plus grande partie de des ventes de réseau de l'unité GN est faite à Cargill Gas Marketing Ltd. (auparavant, TransCanada Gas Services) et à Pan-Alberta Gas, qui revendent le gaz naturel principalement dans l'Est du Canada et dans le Midwest et l'Est des États-Unis.

Afin d'assurer une présence sur les marchés du Nord-Ouest du Pacifique et de la Caroline, nous avons conclu un contrat de transport à long terme par gazoduc avec le National Energy Group Transmission Pipeline (auparavant Pacific Gas Transmission).

Nous ne concluons habituellement pas de contrat à long terme pour notre production de pétrole brut. Notre production de pétrole brut classique est plutôt vendue aux termes de contrats au comptant ou de contrats résiliables sur présentation d'un préavis relativement court. Elle est transportée au moyen de pipelines exploités par des sociétés de pipelines indépendantes. L'unité GN ne compte actuellement pas d'engagement relatif au transport du pétrole brut.

Principaux produits

Les ventes de gaz naturel ont représenté 90 % (91 % en 2005) des produits d'exploitation consolidés de l'unité GN en 2006, et les 10 % restants (9% en 2005) étaient composés de ventes de liquides de gaz naturel et de pétrole brut. L'information présentée ci-dessous porte sur les volumes des ventes quotidiennes et sur le pourcentage correspondant des produits d'exploitation consolidés de l'unité Gaz naturel par produit pour les deux derniers exercices.

Produit	2006		2005	
	(milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité GN)	(milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité GN)
Gaz naturel	31,8	90	31,6	91
Liquides de gaz naturel	2,3	7	2,4	7
Pétrole brut	0,7	3	0,8	2
Total	34,8	100	34,8	100

Concurrence

La concurrence touchant les activités de l'unité Gaz naturel de Suncor est décrite à la sous-rubrique « Concurrence » de la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Impacts saisonniers

Les risques et incertitudes associés aux conditions climatiques peuvent raccourcir la saison hivernale de forage, avoir une incidence sur les programmes printaniers et estivaux de forage et entraîner un accroissement des coûts ou une réduction de la production.

Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par l'unité GN, prière de se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle, et aux paragraphes « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations » de la sous-rubrique « Estimations comptables cruciales » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion.

COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE ET RAFFINAGE – CANADA (L'UNITÉ CER)

L'unité CER exploite une entreprise de raffinage et de commercialisation dans le centre du Canada et une entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie. Notre raffinerie de Sarnia, en Ontario, raffine le pétrole provenant de l'unité Sables bitumineux et d'autres sources pour les transformer en essence, en distillats, en biocarburants et en produits pétrochimiques, et elle distribue la majorité de ces produits raffinés en Ontario. Notre usine d'éthanol à St. Clair, en Ontario, fabrique, à partir de maïs, de l'éthanol qui est ajouté aux carburants que nous produisons et vendu à des tiers. Pour de plus amples renseignements sur l'entreprise de commercialisation et de négociation de l'unité CER, prière de se reporter à la sous-rubrique « Commercialisation de l'énergie et raffinage – Canada (l'unité CER) » à la rubrique « Historique des trois derniers exercices ».

Comme canal de commercialisation de nos produits raffinés, le réseau de vente au détail ontarien de l'unité CER a généré environ 58 % des ventes de cette unité en 2006, soit 95 000 bj. Les réseaux de vente au détail sont constitués de stations-service de la bannière Sunoco, de relais-routiers à carte-accès pour camions Sunoco et de deux coentreprises de détail constituées de participation de 50 %⁷ qui exploitent des stations-service de la bannière Pioneer et de la bannière UPI et des installations de distribution en vrac de carburant rural et agricole de la bannière UPI. Environ 36 % des ventes de produits raffinés de l'unité CER en 2006 étaient constituées de ventes de gros et de ventes aux industries. Sun Petrochemicals Company (SPC), coentreprise dans laquelle une filiale de Suncor et une raffinerie située à Toledo, en Ohio, détiennent chacune une participation de 50 %, est à l'origine des 6 % restants des ventes.

⁷ Pioneer Group Inc. est une société indépendante avec laquelle Suncor a fondé une coentreprise détenue à parts égales. UPI Inc. est une coentreprise détenue à parts égales constituée par la société Suncor et Growmark Inc., coopérative agricole et de commercialisation du grain du Midwest américain.

Approvisionnement en matières premières

La raffinerie de Sarnia utilise du pétrole brut synthétique et du pétrole brut classique. En 2006, environ 55 % (16 % en 2005) du pétrole brut synthétique de la raffinerie provenaient de la production de notre unité Sables bitumineux. En 2006, 60 % (62 % en 2005) du pétrole raffiné par la raffinerie de Sarnia était du pétrole brut synthétique. La raffinerie a acheté le reste du pétrole brut synthétique de même que ses matières premières classiques et condensats auprès de tiers dans le cadre de conventions d'achat au mois. En cas d'interruption importante de l'approvisionnement en pétrole brut synthétique, la raffinerie a le choix de substituer à cette source d'autres sources de pétrole brut classique peu sulfureux ou acide.

Le pétrole brut classique que nous raffinons à notre raffinerie de Sarnia provient principalement de l'Ouest du Canada, et il s'y ajoute à l'occasion du pétrole brut provenant des États-Unis et d'autres pays. Le pétrole brut étranger est acheminé à Sarnia par pipeline à partir la côte américaine du golfe du Mexique ou, de Montréal, par le Pipeline Interprovincial. Nous n'avons pas d'engagement ferme quant à la capacité pour ces réseaux pipeliniers. L'approvisionnement en pétrole brut se fait généralement en vertu d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de conventions qui peuvent être résiliées à bref délai de préavis.

En 1998, l'unité CER a signé une convention de 10 ans relative aux matières premières avec Nova Chemicals (Canada) Ltd., raffinerie pétrochimique située à Sarnia. En vertu de cette convention d'achat et de vente, nous avons obtenu des matières premières qui conviennent mieux à la production de carburants de transport en échange de matières premières davantage adaptées au craquage visant à fabriquer des produits pétrochimiques. Nous concluons également de temps à autre des conventions d'achat et de vente réciproques ou d'échange avec d'autres sociétés de raffinage afin de réduire les frais de transport, de veiller à ce que les produits soient également disponibles à certains endroits et d'accroître l'utilisation de la raffinerie. Nous achetons aussi des produits raffinés pour répondre aux besoins des clients.

Depuis l'achèvement de l'usine d'éthanol en juillet 2006, nous fabriquons de l'éthanol qui est ajouté aux essences que nous produisons et vendu à des tiers.

Activités de raffinage

La raffinerie de Sarnia produit des carburants de transport (essence, diesel, propane et carburéacteur), des mazouts de chauffage, des gaz de pétrole liquéfiés, du combustible résiduaire, de l'asphalte comme matière première, du benzène, du toluène, des xylènes mixtes, de l'orthoxylène ainsi que les produits pétrochimiques A-100 et A-150 qui entrent dans la fabrication de peintures et de produits chimiques.

La capacité de raffinage de l'usine est de 70 000 bj de pétrole brut. Les unités de valorisation comprennent un hydrocraqueur d'une capacité de 23 300 bj et une unité d'alkylation d'une capacité de 5 400 bj. Les installations pétrochimiques ont une capacité de 13 100 bj, l'unité des solvants aromatiques a une capacité d'environ 1 000 bj et l'unité de désulfuration de l'essence une capacité de 10 250 bj. L'unité d'hydrotraitement de distillats, entrée en service en juillet 2006, peut traiter 43 600 bj.

La raffinerie dispose d'une capacité de craquage de 40 200 bj qu'elle doit à un craqueur catalytique Houdry et à un hydrocraqueur. Environ 40 % de la capacité de craquage de la raffinerie vient du craqueur catalytique Houdry, qui utilise une technique de craquage moins récente. En 2004, une étude de viabilité qui visait à évaluer le craqueur catalytique a conclu que, compte tenu des améliorations prévues, le craqueur catalytique peut continuer d'être utilisé de façon rentable et sûre pendant encore 10 ans. Une étude menée en 2005 a permis de relever des options de remplacement pour le craqueur catalytique. La poursuite de l'analyse de ces options et d'autres options se fera en 2007, afin que nous puissions arrêter notre choix sur l'option qu'il convient de retenir pour le craqueur catalytique.

Dans l'ensemble, l'utilisation du pétrole brut a été en moyenne de 78 % pour l'exercice, comparativement à 95 % en 2005. Le tableau qui suit présente les charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut, le taux d'utilisation moyen du pétrole brut à la raffinerie et le taux d'utilisation moyen de la capacité de

craquage de la raffinerie de Sarnia au cours des deux derniers exercices. Les taux d'utilisation relativement faibles de 2006 découlaient de l'interruption des activités pour entretien majeur de 2006.

Capacité de la raffinerie de Sarnia	2006	2005
Charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut (bj)	57 400	66 700
Taux d'utilisation moyen du pétrole brut (%) ⁽¹⁾	78	95
Taux d'utilisation moyen de la capacité de craquage (%) ⁽²⁾	82	95

Notes :

- (1) En fonction de la capacité des unités de traitement de pétrole brut et des charges d'alimentation de ces unités.
- (2) En fonction de la capacité de craquage et des charges d'alimentation de l'hydrocraqueur et du craqueur catalytique.

Le projet régional de cogénération de Sarnia approvisionne actuellement la raffinerie et répond à ses besoins externes en vapeur et en électricité.

Dans le cours normal des activités, nous procédons régulièrement à des interruptions des activités à des fins d'entretien systématique. Ces arrêts de production planifiés servent à exécuter des travaux d'entretien préventif et à remplacer des biens d'équipement pour accroître notre efficacité opérationnelle. En 2006, nous avons mené à bien un arrêt des activités à des fins d'entretien majeur.

Principaux produits

Les ventes d'essence et d'autres carburants de transport ont représenté 58 % des produits d'exploitation consolidés de l'unité CER en 2006, comparativement à 68 % en 2005. L'information présentée ci-dessous porte sur les volumes des ventes quotidiennes et sur le pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité CER par groupe de produits pour les deux derniers exercices.

Produit :	2006		2005	
	(en milliers de mètres cubes par jour)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité CER)	(en milliers de mètres cubes par jour)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité CER)
Carburants de transport				
Essence				
Commerces de détail	4,6	24	4,5	27
Coentreprises	3,0	10	2,8	15
Autres	0,9	9	1,1	7
Carburéacteur	0,7	2	0,9	4
Diesel	3,3	13	3,3	15
Sous-total – Carburants de transport	<u>12,5</u>	<u>58</u>	<u>12,6</u>	<u>68</u>
Produits pétrochimiques	0,9	5	0,7	4
Mazouts de chauffage	0,5	2	0,4	3
Mazouts lourds	0,8	1	1,0	2
Autres	0,6	2	0,5	2
Total – Produits raffinés	<u>15,3</u>	<u>68</u>	<u>15,2</u>	<u>79</u>
Autres produits non raffinés ⁽¹⁾		3		3
Commercialisation et négociation d'énergie		29		18
Total en %		<u>100</u>		<u>100</u>

Note :

- (1) Comprend les produits d'exploitation accessoires.

Principaux marchés

La commercialisation d'environ 58 % (57 % en 2005) du total des volumes des ventes de l'unité CER s'effectue par l'entremise de réseaux de vente au détail, ce qui comprend le réseau de vente au détail de la bannière Sunoco, les stations-service exploitées en coentreprise et les activités reliées aux cartes-accès. En 2006, ce réseau se composait de :

- 272 (275 en 2005) stations-service de la bannière Sunoco
- 151 (149 en 2005) stations-service exploitées par Pioneer
- 53 (50 en 2005) stations-service exploitées par UPI et un réseau de 14 installations de distribution en vrac de carburant rural et agricole
- 36 (28 en 2005) relais-routiers à carte-accès pour camions Sunoco

UPI Inc. est une coentreprise dans laquelle l'unité CER et GROWMARK Inc., coopérative d'approvisionnement agricole et de commercialisation du grain du Midwest américain détiennent chacune une participation de 50 %. Pioneer est une coentreprise dans laquelle l'unité CER et The Pioneer Group Inc. détiennent chacune une participation de 50 %.

Les produits raffinés du pétrole (à l'exclusion des produits pétrochimiques) sont commercialisés sous plusieurs marques, dont la marque de commerce « Sunoco » de la Société au Canada. Les autres principales marques de commerce de l'unité CER comprennent « Ultra 94 », notre supercarburant à indice d'octane élevé, et « Gold Diesel », notre supercarburant diesel faible en soufre.

Environ 36 % (39 % en 2005) des ventes de l'unité CER sont destinées à des clients industriels et commerciaux, aux marchés de gros et aux marchés des raffineries, principalement en Ontario. L'unité CER approvisionne également les clients industriels et commerciaux du Québec aux termes de conventions à long terme conclues avec d'autres raffineurs régionaux.

L'unité CER commercialise le toluène, les xylènes mixtes, l'orthoxyène et d'autres produits pétrochimiques, principalement au Canada et aux États-Unis, par l'entremise de Sun Petrochemicals Company (SPC). L'unité CER détient une participation de 50 % dans SPC, coentreprise de commercialisation de produits pétrochimiques qui commercialise les produits de notre raffinerie de Sarnia, en Ontario, et d'une raffinerie appartenant au coentrepreneur qui est située à Toledo, en Ohio. SPC commercialise des produits pétrochimiques utilisés dans la fabrication de plastiques, de caoutchouc, de fibres synthétiques, de solvants industriels, de produits agricoles et d'additifs améliorant l'indice d'octane des essences. Toute la production de benzène est vendue directement à d'autres fabricants de produits pétrochimiques à Sarnia, en Ontario.

La part de l'unité CER dans les ventes totales de produits raffinés sur son marché primaire de l'Ontario a été d'environ 18 % en 2006 (19 % en 2005). Les carburants de transport ont représenté 82 % du volume des ventes de l'unité CER en 2006 (82 % en 2005) et les produits chimiques, 6 % (4 % en 2005). Les volumes restants se composaient d'autres produits raffinés comme les mazouts de chauffage, les mazouts lourds et les gaz de pétrole liquéfiés, qui étaient vendus à des utilisateurs industriels et à des revendeurs.

L'unité CER fournit des produits pétroliers raffinés aux coentreprises Pioneer et UPI. Nous avons conclu une convention d'approvisionnement distincte avec UPI et avec Pioneer. Ces conventions d'approvisionnement sont renouvelables à perpétuité et ne peuvent être résiliées que selon les modalités des conventions intervenues entre les parties.

Transport et distribution

L'unité CER utilise divers modes de transport pour acheminer les produits vers les marchés, notamment par pipeline, par mer, par chemin de fer et par route. L'unité CER est propriétaire exploitant d'installations de transport de pétrole ainsi que d'installations terminales et de docks, y compris des installations d'entreposage et de distribution en vrac en Ontario. Le principal mode de transport pour l'essence, le diesel, le carburacteur et les mazouts de chauffage à partir de la raffinerie de Sarnia vers ses principaux

marchés en Ontario est le pipeline Sun-Canadian Pipe Line, dont nous sommes propriétaires à 55 % dont un autre raffineur est propriétaire à 45 %. Le pipeline est exploité comme installation privée par ses propriétaires, et il dessert des installations terminales à Toronto, Hamilton et London, sa capacité étant de 130 800 bj (20 800 mètres cubes). L'unité CER a utilisé 50 % de cette capacité en 2006 (54 % en 2005). La capacité totale du pipeline a été utilisée à 77 % en 2006 (84 % en 2005).

L'unité CER a de plus accès par pipeline, à la condition que celui-ci soit disponible, aux marchés pétroliers de la région des Grands Lacs des États-Unis grâce à un raccordement à Sarnia à un réseau de pipelines exploité par un raffineur américain. Ce raccordement avec les États-Unis permet à l'unité CER d'acheminer des produits vers les marchés ou d'obtenir des matières premières ou des produits lorsque la conjoncture est favorable dans les marchés du Michigan et de l'Ohio.

Nous estimons que nos installations d'entreposage et celles visées par des conventions à long terme intervenues avec des tiers sont suffisantes pour combler nos besoins d'entreposage actuels et prévisibles.

Concurrence

La concurrence touchant les activités de notre unité CER est décrite à la sous-rubrique « Concurrence » de la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par l'unité CER, prière de se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » sous la rubrique « Facteurs de risque de la présente notice annuelle, et aux paragraphes « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations » de la sous-rubrique « Estimations comptables cruciales » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION – ÉTATS-UNIS (L'UNITÉ RC)

L'unité RC exploite une entreprise de raffinage, de commercialisation et de transport par pipeline, dont les activités sont principalement exercées au Colorado et au Wyoming. La raffinerie de la région de Denver, située à Commerce City, au Colorado, a une capacité de distillation de pétrole brut combinée de 90 000 bj. La plupart des produits qui sortent de la raffinerie de Denver sont distribués au Colorado.

Environ 18 % des produits pétroliers vendus par l'unité RC en 2006 (18 % en 2005) l'ont été par l'entremise d'un réseau de distribution au Colorado qui vend de l'essence et du carburant diesel à des clients de détail. En 2006, environ 74 % (70 % en 2005) des ventes de produits de l'unité RC étaient destinées à des clients industriels et commerciaux, à des marchés de gros et à des raffineries du Colorado; les produits vendus étaient principalement des carburateurs, du diesel et de l'essence. Les ventes d'asphalte composaient les 8 % restants des ventes de produits raffinés par l'unité RC en 2006 (12 % en 2005).

Approvisionnement en matières premières

La raffinerie de Denver utilise pour ses activités de raffinage tant le pétrole brut classique que le pétrole brut synthétique. Environ un quart du pétrole brut de la raffinerie est d'origine canadienne, le restant provenant des États-Unis, principalement de la région des Rocheuses. Depuis l'achèvement du projet de désulfuration du diesel et d'intégration des sables bitumineux en juillet 2006, la raffinerie a commencé à traiter jusqu'à 15 000 bj de pétrole brut acide de l'unité Sables bitumineux.

Les conventions d'achat du pétrole brut de la raffinerie peuvent être renouvelables de mois en mois ou couvrir plusieurs années. En cas d'interruption importante de l'approvisionnement en pétrole brut, la raffinerie a la possibilité de trouver d'autres sources de pétrole brut peu sulfureux ou acide en effectuant des achats au comptant.

Activités de raffinage

Les unités de valorisation pour les activités de raffinage comprennent deux craqueurs à lit catalytique fluidisé d'une capacité combinée de 29 500 bj, un hydrotraiteur de distillat de 19 000 bj et un hydrotraiteur de gaz-oil de 26 000 bj. La raffinerie de Denver approvisionne en essence les activités de commercialisation de l'unité RC au Colorado. Les ventes de produits raffinés en 2006 se sont établies en moyenne à 90 600 bj (14 400 m³ par jour) contre à 86 200 bj (13 700 m³) en 2005.

Les opérations de raffinage dans la région de Denver consistent en des activités à degré élevé de conversion qui produisent une vaste gamme de produits, ce qui comprend l'essence, les carburateurs, le diesel et l'asphalte. Les unités de valorisation de la raffinerie lui permettent de traiter une gamme de bruts contenant environ un tiers de brut lourd à forte teneur en soufre. Dans l'ensemble, l'utilisation de pétrole brut s'est établie en moyenne à 92 % en 2006 (98 % en 2005). Le tableau qui suit présente les charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut, le taux d'utilisation moyen de pétrole brut à la raffinerie et le taux d'utilisation moyen de la capacité de craquage de la raffinerie pour 2006 et 2005.

Capacité de la raffinerie de Denver	2006	2005
Charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut (bj) ⁽¹⁾	82 600	76 300
Taux d'utilisation moyen du pétrole brut (%) ⁽²⁾	92	98
Taux d'utilisation moyen de la capacité de craquage catalytique fluidisé (%) ⁽³⁾	76	89

Notes :

- (1) Capacité de 30 000 bj de la raffinerie Valero acquise le 31 mai 2005.
- (2) En fonction de la capacité des unités de traitement de brut et des charges d'alimentation de ces unités.
- (3) En fonction de la capacité de craquage et des charges d'alimentation des autres unités ou des ventes aux clients.

Dans le cours normal des activités, nous procédons régulièrement à des interruptions des activités à des fins d'entretien systématique. Ces arrêts de production planifiés servent à exécuter des travaux d'entretien préventif et à remplacer des biens d'équipement pour accroître notre efficacité opérationnelle. En 2006, nous avons mené à bien une importante interruption des activités à des fins d'entretien et de raccordement d'équipement.

Principaux produits

Les ventes d'essence et d'autres carburants de transport ont représenté 93 % des produits d'exploitation consolidés de l'unité RC en 2006 (90 % en 2005). L'information présentée ci-dessous porte sur les volumes des ventes quotidiennes et sur le pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité RC par groupe de produits pour 2006 et 2005.

Produit :	2006		2005	
	(en milliers de mètres cubes par jour)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité RC)	(en milliers de mètres cubes par jour)	(% des produits d'exploitation consolidés de l'unité RC)
Carburants de transport				
Essence				
Commerces de détail	0,7	11	0,7	11
Autres	6,8	48	6,2	46
Carburéacteur	1,0	7	0,8	6
Diesel	3,6	27	3,3	27
Total – Carburants de transport	12,1	93	11,0	90
Asphalte	1,2	4	1,6	4
Autres	1,1	2	1,1	4
Total – Produits raffinés	14,4	99	13,7	98
Autres produits non raffinés ⁽¹⁾		1		2
		100		100

Note :

(1) Les produits d'exploitation accessoires comprennent les ventes au détail non reliées aux carburants.

Principaux marchés

La commercialisation d'environ 18 % du total des volumes des ventes de l'unité RC s'effectue par l'entremise de points de vente de la bannière Phillips 66 ®. Ce réseau se compose :

- de 43 stations de la bannière Phillips 66 ®, qui génèrent environ 5 % des ventes de l'unité RC;
- de conventions d'approvisionnement conclues avec 167 points de vente de distributeur de la bannière Phillips 66 ® dans le Colorado, ce qui représente environ 13 % des ventes de l'unité RC. Ces conventions ont habituellement une durée de trois ans et comportent une disposition prévoyant des périodes de renouvellement automatique de trois ans.

Nous sommes titulaires d'une licence exclusive de ConocoPhillips qui nous permet d'utiliser la bannière Phillips 66 ® et les marques de commerce connexes au Colorado jusqu'au 31 décembre 2012.

L'exploitation de raffinage de Denver fournit également la totalité de sa production d'asphalte à SemMaterials, L.P. Les ventes d'asphalte ont représenté environ 8 % des ventes de l'unité RC en 2006 (12 % en 2005).

Environ 74 % des ventes de l'unité RC sont destinées à des clients industriels et commerciaux, aux marchés de gros et aux marchés des raffineries, principalement au Colorado; de ce pourcentage, environ 13 % sont des ventes conclues aux termes d'une convention d'approvisionnement à long terme avec ConocoPhillips (échéant en 2013) et 24 % aux termes d'une convention d'approvisionnement (échéant en 2008) conclue avec Valero.

L'unité de RC estime qu'en 2006 ses ventes de produits raffinés sous forme de combustibles légers ont représenté une part de marché, sur son marché principal du Colorado, d'environ 40 % (35 % en 2005). Sur ce marché, les établissements de la bannière Phillips 66 ® de l'unité de RC occupaient une part de marché de 15 % (18 % en 2005).

Transport et distribution

Environ les trois quarts du pétrole brut traité à l'exploitation de raffinage de Denver sont transportés par pipeline, et le reste par camion. L'unité RC est propriétaire-exploitant du réseau Rocky Mountain Crude, qui va de Guernsey, au Wyoming, jusqu'à Denver, au Colorado. Ce pipeline est un pipeline de transport

public qui achemine du pétrole brut pour la raffinerie de Denver ainsi que pour d'autres transporteurs. Nous exploitons également un oléoduc en coentreprise, le pipeline Centennial, qui va de Guernsey, au Wyoming, à Cheyenne, au Wyoming. Nous sommes propriétaires d'environ 65 % du pipeline Centennial. Les 35 % restants appartiennent à une autre raffinerie de la région. Le réseau Rocky Mountain Crude avait une capacité de 38 000 bj en 2006, de Guernsey à Cheyenne, et de 73 500 bj, de Cheyenne à Denver. En 2006, le réseau Rocky Mountain Crude a utilisé environ 81 % (115 % en 2005) de sa capacité pour un débit moyen de 28 200 bj (35 400 bj en 2005) entre Guernsey et Cheyenne et de 62 400 bj (70 150 bj en 2005) entre Cheyenne et Denver, tronçon du pipeline dont la capacité est plus élevée. Au cours de la même période, le pipeline Centennial a utilisé environ 85 % (102 % en 2005) de sa capacité, pour un débit moyen d'environ 54 400 bj (62 500 bj en 2005).

L'unité RC dispose de plates-formes de chargement ferroviaire et routier dans les raffineries de la région de Denver dont la capacité de chargement de produits dépasse 30 000 bj, d'un pipeline pour le carburéacteur d'un mille de long d'une capacité de 7 000 bj qui est raccordé à un réseau pipelinier de transport public permettant d'effectuer des livraisons à l'aéroport international de Denver et d'un pipeline pour le diesel d'une longueur de 4 milles et d'une capacité de 14 000 bj, qui permet de livrer du diesel directement à la gare de triage d'Union Pacific, située à Denver, au Colorado.

Nous estimons que nos installations d'entreposage et celles visées par des conventions à long terme intervenues avec des tiers sont suffisantes pour combler nos besoins d'entreposage actuels et prévisibles.

Concurrence

La concurrence touchant les activités de l'unité RC – États-Unis est décrite à la sous-rubrique « Concurrence » sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Conformité aux normes environnementales

En raison du resserrement de la réglementation en matière d'évacuation des eaux, il nous faut accroître la capacité de traiter les eaux de notre raffinerie, ce qui nécessitera l'achat d'équipement supplémentaire de traitement des eaux pour l'évacuation des eaux de procédé usées. Il est prévu que ce projet coûtera entre 19 M\$ et 23 M\$ (entre 16 M\$ US et 20 M\$ US) et qu'il sera terminé dans les délais prévus, qui vont de 2007 à 2010.

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par l'unité RC – États-Unis, prière de se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et aux paragraphes « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations » de la sous-rubrique « Estimations comptables cruciales » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, nous n'avons conclu aucun contrat ayant des répercussions importantes sur nos activités, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités et du régime de droits des actionnaires daté du 28 avril 2005, et il n'existe aucun contrat encore en vigueur ayant de telles répercussions sur nos activités.

ESTIMATIONS DES RÉSERVES

Nous sommes un émetteur canadien assujéti à des exigences d'information canadiennes, notamment aux règles relatives à la communication de nos réserves. Toutefois, nous avons obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permettant de communiquer nos réserves conformément aux exigences d'information américaines. Aux termes des exigences d'information américaines, nous présentons les réserves prouvées de pétrole et de gaz classiques nettes, y compris les réserves de gaz naturel et de bitume provenant de nos concessions in situ Firebag, à l'aide

d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants. Comme il n'y a aucun cours du bitume affiché reconnu, ces hypothèses sont fondées sur un cours du pétrole de référence affiché, rajusté pour tenir compte du transport, de la gravité et d'autres facteurs qui créent la différence (le *différentiel*) entre le cours de référence affiché et le cours du bitume de Suncor. Le cours de référence affiché et le différentiel sont généralement déterminés à un moment donné dans le temps, soit le 31 décembre (*coûts et prix constants*). Les réserves de nos concessions in situ Firebag sont communiquées en barils de bitume, à l'aide de ces hypothèses de coûts et de prix constants (prière de se reporter à la rubrique « Divulcation des réserves pétrolières et gazières requise aux termes des exigences américaines – Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel classiques » pour obtenir les réserves de pétrole et de gaz naturel classiques prouvées nettes).

Aux termes des exigences d'information américaines, nous communiquons également les réserves minières prouvées et probables brutes et nettes. Les estimations de nos réserves minières brutes et nettes sont fondées en partie sur le plan de mine actuel et les estimations des récupérations provenant de l'extraction et de rendements de valorisation. Nous présentons nos réserves minières en barils de pétrole brut synthétique selon un rendement net d'unité de cokéfaction ou un taux de récupération du pétrole brut synthétique tiré du bitume de 80 %. En 2005, nous avons conclu une convention avec le gouvernement de l'Alberta fixant les conditions de notre option de transition vers le régime de redevances génériques fondées sur le bitume commençant en 2009, ce qui nous a permis de préparer une estimation de nos réserves minières nettes. L'estimation de nos réserves minières nettes reflète la valeur des redevances à la Couronne de l'Alberta et des droits de franche tenure en fonction des prix du bitume constants au 31 décembre et le choix que nous avons fait de passer au régime de redevances à la Couronne fondées sur le bitume à compter du début de 2009 (voir « Présentation des réserves pétrolières et gazières requise aux termes des exigences américaines – Réserves minières prouvées et probables des sables bitumineux » pour obtenir les réserves minières prouvées et probables brutes et nettes). Nos concessions in situ Firebag sont assujetties aux redevances à la Couronne fondées sur le bitume plutôt que sur le pétrole brut synthétique. Comme il n'existe actuellement pas de méthode prescrite par la loi pour calculer la valeur du bitume aux fins des redevances à verser l'Alberta, il a été supposé que cette valeur équivalait à celle qui sert au calcul des réserves. Toutefois, le calcul de la valeur du bitume aux fins des redevances fait actuellement l'objet d'une étude par le gouvernement de l'Alberta. Pour une analyse complète des redevances versées à la Couronne pour les sables bitumineux, prière de se reporter à la sous-rubrique « Redevances à la Couronne relatives aux sables bitumineux et impôts à payer » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion.

La dispense que nous accordent les autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permet de fournir plus de renseignements sur une base volontaire que ceux exigés aux termes de la communication requise. Nous fournissons volontairement ces renseignements supplémentaires pour présenter l'ensemble des réserves prouvées et probables de sables bitumineux, y compris les réserves minières et les réserves de nos concessions in situ Firebag. Parmi les renseignements fournis sur une base volontaire, nous communiquons l'ensemble de nos réserves de la façon suivante :

- les réserves minières prouvées et probables brutes et nettes sont communiquées selon les mêmes principes que ceux établis aux termes des exigences d'information américaines (en barils de pétrole brut synthétique selon un rendement net d'unité de cokéfaction ou un taux de récupération du pétrole brut synthétique tiré du bitume de 80 %);
- les réserves de bitume prouvées et probables brutes et nettes tirées des concessions in situ Firebag sont évaluées à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants. Les réserves de bitume estimées de cette façon sont converties par la suite, à des fins de regroupement uniquement, en barils de pétrole brut synthétique selon un rendement net d'unité de cokéfaction ou un taux de récupération du pétrole brut synthétique tiré du bitume de 80 %.

Par conséquent, notre communication volontaire des réserves de nos concessions in situ Firebag différera de notre communication assujettie aux exigences américaines de trois façons. Les réserves de nos concessions in situ Firebag que nous présentons sur une base volontaire :

- a) elles sont présentées sur une base brute de même que sur la base nette requise par les exigences d'information américaines;
- b) elles sont converties de barils de bitume (aux termes des exigences d'information américaines) en barils de pétrole brut synthétique (à des fins de regroupement uniquement);
- c) elles comprennent les réserves prouvées et probables plutôt que les réserves prouvées comme le requièrent les exigences d'information américaines.

Aux termes des exigences d'information américaines décrites ci-dessus, on a établi que nos réserves in situ Firebag n'étaient absolument pas rentables au 31 décembre 2004. En 2005, on a utilisé de nouveau les hypothèses de coûts et de prix constants pour évaluer la viabilité économique de nos réserves in situ. Cette évaluation a donné lieu au reclassement des réserves prouvées au 31 décembre 2005. Au 31 décembre 2006, les hypothèses de prix retenues ont de nouveau été jugées économiquement viables et l'information communiquée sur nos réserves prouvées le reflète (voir « Présentation des réserves pétrolières et gazières requise aux termes des exigences américaines – Réserves pétrolières et gazières classiques prouvées »).

Aux termes de notre communication volontaire, le prix du bitume à la fin de l'exercice 2006 établi suivant la méthode prescrite par la SEC n'a pas été sensiblement différent de celui établi conformément à l'avis 51-315 des ACVM. Par conséquent, pour 2006, un seul scénario de prix constants a été retenu pour l'information de fin d'exercice à communiquer. Se reporter à la rubrique « Présentation volontaire des réserves des sables bitumineux – Rapprochement des réserves prouvées et probables brutes et nettes estimatives pour les sables bitumineux ».

Les comparaisons des estimations des réserves aux termes de la communication aux termes des exigences américaines des réserves pétrolières et gazières et de la communication volontaire des réserves des sables bitumineux pourraient des différences importantes selon les hypothèses de prix utilisées et selon que les réserves sont communiquées en barils de bitume ou en barils de pétrole brut synthétique, que les réserves probables sont incluses ou non et que les réserves sont communiquées sur une base brute ou nette. Ces différences ont été plus importantes en 2004 et en 2005 du fait des hypothèses de prix constants nettement inférieurs. Au 31 décembre 2006, il n'y avait pas de différence attribuable aux prix retenus.

Toutes nos réserves ont été évaluées au 31 décembre 2006 par les conseillers indépendants en pétrole, GLJ Petroleum Consultants Ltd. (GLJ). Dans des rapports datés du 9 février 2007 (les *rapports GLJ sur les sables bitumineux*), GLJ a évalué les réserves prouvées et probables de nos concessions minières de sables bitumineux et de nos concessions in situ Firebag à l'aide des hypothèses de prix et de coûts constants suivant les exigences d'information américaines.

Les estimations qui figurent dans les rapports GLJ sur les sables bitumineux tiennent compte des matières récupérées sur les concessions pour lesquelles des approbations réglementaires ont été demandées, et aucun obstacle ne devrait empêcher l'obtention de ces approbations. Les estimations des réserves minières sont fondées sur une évaluation géologique détaillée et tiennent également compte des pratiques de l'industrie, de la densité de forage, de la capacité de production, des récupérations provenant de l'extraction, des rendements de la valorisation, des plans de mines, de la durée de vie utile et des restrictions réglementaires.

Pour les estimations des réserves in situ Firebag, GLJ a considéré des facteurs comparables comme l'approbation réglementaire ou les obstacles probables à l'obtention de l'approbation réglementaire demandée, les engagements de mise en œuvre de projet, les estimations de conception détaillées, les études de réservoir détaillées, le succès commercial avéré de projets commerciaux analogues et la densité de forage. Nos réserves prouvées sont étalées sur 80 acres avec contrôle sismique 3D (ou sur 40 acres sans contrôle sismique 3D), alors que nos réserves probables sont étalées sur 160 acres sans contrôle sismique 3D. Notre conseil a autorisé les principales dépenses liées aux installations en vue de mettre en valeur les réserves prouvées qui ne le sont pas. Des projets de mise en valeur de nos réserves

probables non mises en valeur au cours de phases ultérieures sont en cours, mais n'ont pas encore obtenu l'autorisation définitive de notre conseil.

Dans un rapport daté du 9 février 2007 (le *rapport sur le gaz naturel de GLJ*), GLJ a également évalué nos réserves prouvées de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de pétrole brut (à l'exception des réserves de nos concessions minières et des réserves in situ Firebag) au 31 décembre 2006.

Les données sur les forages, l'expérience acquise en matière d'exploitation, de même que les progrès techniques et la situation économique continueront d'influer sur nos estimations des réserves.

Les réserves nettes représentent la participation indivise en pourcentage de Suncor dans les réserves totales, déduction faite des redevances versées à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevance dérogatoires. Les estimations des réserves sont fondées sur des hypothèses concernant les prix, les quantités produites, les frais d'exploitation, les dépenses en immobilisations futurs et le régime de redevances actuel du gouvernement de l'Alberta. Ces hypothèses reflètent l'état du marché et le cadre réglementaire, le cas échéant, au 31 décembre 2006, ce qui pourrait différer considérablement des hypothèses qui existaient à d'autres moments au cours de l'exercice écoulé ou qui existeront au cours de périodes futures. Tout changement dans l'état du marché, le cadre réglementaire et ces hypothèses peut avoir une incidence importante sur l'estimation des réserves nettes.

PRÉSENTATION DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES REQUISE SUIVANT LES EXIGENCES AMÉRICAINES

Réserves minières prouvées et probables des sables bitumineux

Millions de barils de pétrole brut synthétique ⁽¹⁾	Prouvées		Probables		Prouvées et probables	
	Brutes ⁽²⁾	Nettes ⁽³⁾	Brutes ⁽²⁾	Nettes ⁽³⁾	Brutes ⁽²⁾	Nettes ⁽³⁾
31 décembre 2005	1 528	1 440	896	862	2 424	2 302
Révisions d'estimations antérieures	266	140	(262)	(298)	4	(158)
Extensions et découvertes	-	-	-	-	-	-
Production	(85)	(73)	-	-	(85)	(73)
31 décembre 2006	1 709	1 507	634	564	2 343	2 071

Notes :

- (1) Les réserves de pétrole brut synthétique sont fondées sur un rendement net d'unité de cokéfaction ou un taux de récupération du pétrole brut synthétique tiré du bitume de 80 %.
- (2) Les réserves minières brutes sont fondées en partie sur notre plan de mine actuel et sur des estimations de la récupération provenant de l'extraction et du rendement de la valorisation, plutôt que sur une analyse fondée sur des hypothèses de prix et de coûts en dollars constants ou de prix et coûts prévisionnels.
- (3) Les réserves minières nettes reflètent la valeur des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevance dérogatoires en prix constants au 31 décembre et tiennent compte de notre choix de passer à un régime de redevances à la Couronne fondées sur le bitume à compter de 2009. Se reporter à la sous-rubrique « Régime de redevances de l'Alberta fondées sur le bitume » sous la rubrique « Facteurs de risque » dans la présente notice annuelle.

Principales concessions minières

Participation	Description	Nombre d'acres bruts	Date d'expiration ⁽³⁾	Conditions de conservation
Concessions	7279080T19	18 541	s.o.	(1)
	7597030T11	2 454	s.o.	(1)
	7280100T25	49 365	s.o.	(1)
	7387060T04	4 469	s.o.	(1)
	7279120092	1 600	s.o.	(1)
	7280060T23	36 526	s.o.	(1)
	7498050014	240	27 mai 2019	(2)
	7405080347	5 693	24 août 2020	(2)
	7405030690	633	23 mars 2020	(2)
	7405010854	22 773	26 janv. 2020	(2)
	7405010853	22 773	26 janv. 2020	(2)
	7400120007	22 773	13 déc. 2015	(2)
	7405080346	5 060	24 août 2020	(2)
	7401100029	10 120	17 oct. 2016	(2)
	Permis	7006060389	8 853	31 mai 2011
7006060390		1 897	31 mai 2011	(2)
7006060391		3 162	31 mai 2011	(2)
Lots détenus en propriété	1	1 894	s.o.	s.o.
	2	1 972	s.o.	s.o.
	3	1 967	s.o.	s.o.
	4	1 886	s.o.	s.o.
	5	1 881	s.o.	s.o.
	6	1 483	s.o.	s.o.
Total		228 015		

(1) Ces concessions productrices peuvent être conservées indéfiniment tant que les seuils de production minimums sont maintenus.

(2) Il est nécessaire de verser un loyer annuel pour conserver ces concessions jusqu'aux dates d'expiration indiquées pour la durée principale période de location. Les concessions peuvent être conservées après ces dates dans les situations suivantes :

a) soit elles sont en production et conservent les seuils de production minimums convenus;

b) soit elles sont conservées indéfiniment si des loyers progressifs sont versés. Selon la région, ces loyers varient entre 3 \$/hectare/an dans les zones exploitées in situ et 7 \$/hectare/an pour les zones d'exploitation à ciel ouvert et doublent tous les trois ans pour atteindre 96 \$/hectare/an au maximum pour les zones exploitées in situ et 224 \$/hectare/an pour les zones d'exploitation à ciel ouvert.

(3) Il n'y avait aucune superficie non mise en valeur arrivant à expiration au cours des trois prochains exercices.

Statistiques d'exploitation minière sur les sables bitumineux

Le tableau qui suit présente certaines statistiques d'exploitation sur les activités minières de l'unité Sables bitumineux. Les statistiques sur les activités in situ Firebag de l'unité Sables bitumineux ne sont pas incluses, mais il en est question aux rubriques « Réserves pétrolières et gazières classiques prouvées » et « Ventes, production, données sur les puits, intérêts fonciers et activité de forage – Classique ».

	2006	2005	2004
Total du volume extrait ⁽¹⁾			
millions de tonnes	356,2	313,7	371,2
Ratio du volume extrait par rapport aux sables bitumineux ⁽¹⁾	41,8 %	32,0 %	41,6 %
Sables bitumineux exploités			
millions de tonnes	149,0	100,5	154,3
Teneur moyenne en bitume (% massique)	12,8 %	12,2 %	11,2 %
Bitume brut extrait des sables bitumineux			
millions de tonnes	19,1	12,3	17,3
Récupération moyenne provenant de l'extraction %	93,1 %	92,6 %	91,9 %
Production de bitume brut			
millions de mètres cubes ⁽²⁾	17,6	11,4	15,7
Production de pétrole brut synthétique			
Milliers de barils par jour ⁽³⁾	231,9	152,2	215,6

Notes :

- (1) Comprend les volumes issus des premiers enlèvements de stériles des régions minières et les volumes liés à la remise en état.
- (2) La production de bitume brut est égale à la production de bitume brut dans les sables bitumineux exploités multipliée par le taux de récupération moyen et le facteur de conversion approprié.
- (3) Les mètres cubes sont convertis en barils à l'aide d'un facteur de conversion de 6,29. En 2004, la production était égale à nos statistiques pour la production de nos activités de base incluses dans les résumés d'exploitation déposés avec nos états financiers annuels. À compter de 2005, la production de bitume de Firebag est valorisée et est incluse dans la production de nos activités de base. Par conséquent, la production minière communiquée ci-dessus ne concordera plus avec les statistiques d'exploitation.

Réserves pétrolières et gazières classiques prouvées

Les données qui suivent sont présentées sur une base nette conformément aux dispositions du *Statement No. 69* (le *Statement 69*) du *Financial Accounting Standards Board*. Cet énoncé exige la communication des activités liées au pétrole et au gaz classiques seulement si bien que nos réserves d'exploitation minière de l'unité Sables bitumineux sont exclues tandis que les réserves Firebag exploitées in situ sont incluses.

RÉSERVES PROUVÉES NETTES⁽¹⁾

Pétrole brut, liquides de gaz naturel et gaz naturel

Coûts et prix constants au 31 décembre	Entreprise de sables bitumineux : Firebag – pétrole brut (millions de barils de bitume) ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾	Entreprise de gaz naturel : Pétrole brut et liquides de gaz naturel (millions de barils)	Total (millions de barils)	Entreprise de gaz naturel : gaz naturel (milliards de pieds cubes)
31 décembre 2003	424	8	432	456
Révisions d'estimations antérieures	(420)	1	(419) ⁽⁵⁾	-
Achats de ressources minérales en place	-	-	-	14
Extensions et découvertes	-	-	-	30
Production	(4)	(1)	(5)	(54)
Ventes de ressources minérales en place	-	-	-	-
31 décembre 2004	- ⁽³⁾	8	8	446
Révisions d'estimations antérieures	639	-	639 ⁽⁵⁾	14
Achats de ressources minérales en place	-	-	-	-
Extensions et découvertes	-	-	-	40
Production	(7)	(1)	(8)	(50)
Ventes de ressources minérales en place	-	-	-	(1)
31 décembre 2005	632	7	639	449
Révisions d'estimations antérieures	(57)	-	(57) ⁽⁵⁾	5
Récupération améliorée	340 ⁽⁶⁾	-	340	-
Achats de ressources minérales en place	-	-	-	-
Extensions et découvertes	-	1	1	26
Production	(12)	(1)	(13)	(53)
Ventes de ressources minérales en place	-	-	-	(1)
31 décembre 2006	903	7	910	426
Prouvées mises en valeur				
31 décembre 2003	92	6	98	403
31 décembre 2004	-	7	7	385
31 décembre 2005	137	7	144	387
31 décembre 2006	188	6	194	365

Notes :

- (1) Notre participation indivise dans les réserves, déduction faite des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevances dérogatoires. Nos concessions Firebag ne comportent que des redevances à la Couronne.
- (2) Même si nous sommes assujettis aux exigences d'information canadiennes relativement à la présentation de nos réserves, nous avons reçu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permettant de présenter nos réserves prouvées conformément aux exigences d'information américaines. Voir « Recours à une dispense » à la page 49.
- (3) Les estimations des réserves prouvées de nos concessions in situ Firebag sont fondées sur des hypothèses de coûts et prix constants au 31 décembre. En 2004, en raison des cours de référence du pétrole en fin d'exercice anormalement bas et des cours du diluant anormalement élevés, il a été déterminé que nos réserves prouvées n'étaient pas rentables. Nous avons reclassifié nos réserves prouvées aux termes des coûts et prix constants 2005 et elles ont continué d'être rentables en 2006.
- (4) Il se peut que nous vendions la production de bitume tirée de ces concessions ou que nous valorisons le bitume pour le transformer en pétrole brut synthétique. Avec la réalisation des projets d'agrandissement relatifs à la valorisation en 2005, la quasi-totalité du bitume devrait être transformée en pétrole brut synthétique à l'avenir, à moins de conditions stratégiques sur le marché.
- (5) Le gaz naturel des forages intercalaires compris dans les révisions totales de 2006 s'est élevé à 11 milliards de pieds cubes (Gpi³), (2005 – 23 Gpi³; 2004 – 20 Gpi³).

(6) La récupération améliorée tient compte d'une partie de la phase 3 du projet d'agrandissement Firebag.

Toutes les réserves sont situées au Canada. Aucune découverte majeure n'a été effectuée et aucun événement favorable ou défavorable n'est survenu ayant entraîné un changement important dans les réserves prouvées estimatives depuis le 31 décembre 2006. Nous n'avons pas conclu de conventions d'approvisionnement à long terme avec des gouvernements aux termes desquelles nous agissons à titre de producteur et nous ne détenons aucune participation dans des activités pétrolières et gazières comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Frais capitalisés relatifs aux activités de pétrole et de gaz⁽¹⁾

(millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005
Terrains prouvés	3 869	3 268
Terrains non prouvés	224	159
Autres installations et équipement de soutien	22	15
Total des coûts.....	4 115	3 442
Amortissement accumulé et provision pour épuisement	(1 041)	(852)
Frais capitalisés nets.....	3 074	2 590

Note :

(1) Les frais capitalisés ne comprennent pas les frais relatifs aux projets d'agrandissement et de mise en valeur connexes.

Frais engagés dans les activités d'acquisition, d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières⁽¹⁾

(millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre		
	2006	2005	2004
Frais d'acquisition de terrains			
Terrains prouvés	-	1	32
Terrains non prouvés	29	9	10
Frais d'exploration.....	247	148	78
Frais de mise en valeur.....	688	552	545
Obligations liées à la mise hors service d'une immobilisation	35	4	27
Total des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration.....	999	714	692

Note :

(1) Les frais engagés ne comprennent pas les frais relatifs aux projets d'agrandissement et de mise en valeur connexes.

Résultats d'exploitation pour la production pétrolière et gazière

Exercices terminés les 31 décembre

(millions de dollars)	2006	2005	2004
Produits			
Ventes aux clients qui n'appartiennent pas au même groupe.....	516	670	469
Transferts vers d'autres activités	387	52	64
	<u>903</u>	<u>722</u>	<u>533</u>
Dépenses			
Frais de production	291	213	122
Dépréciation, provision pour épuisement et amortissement	215	145	130
Exploration	87	66	57
Gain à la cession d'actifs	(4)	(12)	(19)
Autres frais reliés	40	39	73
	<u>629</u>	<u>451</u>	<u>363</u>
Bénéfice d'exploitation avant impôts sur le bénéfice.....	274	271	170
Impôts sur le bénéfice connexes.....	(38)	(98)	(48)
Résultats d'exploitation	<u>236</u>	<u>173</u>	<u>122</u>

Mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves pétrolières et gazières prouvées après impôts

Si l'on utilise d'autres hypothèses que celles autorisées par le Statement 69, il se peut que l'on obtienne des résultats sensiblement différents pour le calcul de la mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves pétrolières et gazières prouvées après impôts. Ces renseignements ne devraient pas être considérés comme une prévision de la conjoncture économique ou des produits futurs, et nous ne considérons pas qu'ils représentent la juste valeur marchande de nos terrains in situ Firebag et de nos terrains de l'unité Gaz naturel. Les données sont fondées sur les cours réels des marchandises à la fin de l'exercice. Les lecteurs sont priés de noter que les prix des marchandises sont volatils. Afin d'illustrer cette volatilité, le tableau qui suit présente certains cours de référence de marchandises pour les trois derniers exercices :

	2006	2005	2004
Cours du gaz naturel à la fin de l'exercice (AECO - \$/GJ)	7,52	10,22	7,17
Cours du pétrole brut à la fin de l'exercice (WTI - \$ US/b)	62,09	59,45	43,26
Écart entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd à la fin de l'exercice (WTI à Cushing moins le LLB à Hardisty) (\$ US/b)	17,99	26,35	22,71

Les flux nets de trésorerie futurs réels peuvent différer des estimations en raison notamment des facteurs qui suivent :

- les taux de production pourraient différer de ceux estimés quant aux délais et aux montants;
- les cours et la conjoncture économique futurs différeront probablement de ceux en vigueur en fin d'exercice;
- des événements futurs détermineront les frais de production et de mise en valeur futurs, et ceux-ci peuvent différer des frais en fin d'exercice;
- les impôts sur le bénéfice et les redevances estimatifs peuvent différer quant aux montants et au moment où ils sont exigibles en raison des facteurs qui précèdent ainsi que des changements dans les tarifs en vigueur, de la méthode d'évaluation du bitume et de l'incidence des dépenses futures sur les terrains non prouvés;
- le fait que nous passerons au régime de redevances génériques à la Couronne fondées sur le bitume à compter de 2009.

On détermine la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux nets de trésorerie futurs en utilisant des quantités estimées de réserves prouvées et en tenant compte des périodes futures au cours desquelles ces réserves devraient être mises en valeur et produites en fonction de la situation économique en fin d'exercice. La production future estimative est établie en fonction des cours en fin d'exercice; toutefois, les cours futurs du gaz naturel sont augmentés, le cas échéant, selon des hausses fixes et déterminables prévues par contrat. On soustrait des rentrées de fonds futures estimatives qui en résultent les frais futurs estimatifs de la mise en valeur et de la production des réserves prouvées en fonction des niveaux de coûts en fin d'exercice. De plus, nous avons également déduit d'autres frais estimatifs jugés nécessaires pour calculer les flux nets de trésorerie futurs avant impôts estimatifs tirés des réserves prouvées, y compris les frais administratifs et généraux directs liés aux activités d'exploration et de production et les flux de trésorerie estimatifs liés aux obligations de mise hors service. La déduction des charges d'impôts futures réduit les flux nets de trésorerie futurs estimatifs avant impôts. On détermine ces charges d'impôts en appliquant les taux d'imposition obligatoires de fin d'exercice appropriés, compte tenu des taux d'imposition futurs déjà prévus par la loi, aux flux de trésorerie futurs avant impôts relatifs à nos réserves pétrolières et gazières prouvées, déduction faite de l'assiette fiscale des terrains visés. On détermine les redevances en fonction des taux de redevances et des régimes de redevances appropriés en vigueur en fin d'exercice pour la production Firebag et la production de gaz naturel et, dans le cas de Firebag, Firebag est considérée comme une activité distincte aux fins des redevances, comme il est décrit dans le rapport de gestion (voir « Redevances à la Couronne relatives aux sables bitumineux et impôts à payer » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion). Les flux nets de trésorerie futurs obtenus sont ramenés aux valeurs actualisées par l'application du facteur d'actualisation de 10 % prévu par le Statement 69. Le résultat obtenu est appelé mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves pétrolières et gazières prouvées après impôts ».

(millions de dollars)	2006	2005	2004
Flux de trésorerie futurs	32 882	16 444	3 355
Frais futurs de production	(12 264)	(10 181)	(640)
Frais futurs de mise en valeur.....	(5 648)	(1 705)	(64)
Autres frais futurs connexes.....	(612)	(464)	(367)
Charges d'impôts futurs	<u>(4 221)</u>	<u>(1 216)</u>	<u>(460)</u>
Sous-total	<u>10 137</u>	<u>2 878</u>	<u>1 824</u>
*Facteur d'actualisation de 10 %.....	<u>(6 768)</u>	<u>(1 214)</u>	<u>(750)</u>
Mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves pétrolières et gazières prouvées après impôts	<u>3 369</u>	<u>1 664</u>	<u>1 074</u>

Résumé de l'évolution de la mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves pétrolières et gazières prouvées après impôts

(millions de dollars)	2006	2005	2004
Solde, début de l'exercice	1 664	1 074	1 851
Ventes et transferts de la production pétrolière et gazière, déduction faite des frais de production	(559)	(456)	(359)
Variation nette des prix et des frais de production	1 907	737	(1 786)
Variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs	(1 141)	(573)	14
Extensions, découvertes et récupération améliorée, déduction faite des frais associés	59	162	131
Frais de mise en valeur engagés au cours de la période	772	557	524
Révisions d'estimations antérieures de quantité	1 051	440	(47)
Achats de réserves en place	-	-	32
Vente de réserves en place	(2)	(4)	-
Augmentation due à l'actualisation	231	125	245
Variation nette des charges fiscales	(714)	(470)	426
Autres frais connexes	101	72	43
Solde, fin de l'exercice	<u>3 369</u>	<u>1 664</u>	<u>1 074</u>

Ventes, production, données sur les puits, intérêts fonciers et activité de forage – Classique

Les tableaux qui suivent présentent des renseignements supplémentaires sur nos activités de production pétrolière et gazière classiques, y compris sur nos activités à la concession in situ Firebag. L'information ci-après ne couvre pas les renseignements relatifs à nos activités d'exploitation de l'unité Sables bitumineux, dont il est question dans l'information précédente à la rubrique « Statistiques d'exploitation minière pour les sables bitumineux ».

Prix de vente⁽¹⁾⁽²⁾

Exercice terminé le 31 décembre	2006	2005	2004
Pétrole brut et bitume(\$/b)	38,94	45,86	37,71
LGN (\$/b)	44,96	50,70	42,82
Gaz naturel (\$/kpi ³)	7,15	8,57	6,70

Notes :

- (1) La production se trouve dans l'Ouest canadien.
- (2) Les prix sont fondés sur la production tirée de notre participation indivise avant redevances.

Frais de production

Exercice terminé le 31 décembre (\$ par BEP de production brute)	2006	2005	2004
Frais de production moyens (extraction) du pétrole brut et du gaz classique ⁽¹⁾	11,92	10,86	7,08

Note :

- (1) Les frais de production (extraction) comprennent tous les frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien de puits productifs ou susceptibles de production et des installations associées, des usines et des réseaux collecteurs de gaz naturel, ainsi que des installations centrales Firebag. Ils ne comprennent pas une estimation des frais futurs de mise hors service des actifs. Ces frais représentent une moyenne regroupée de nos frais d'extraction pour Firebag et l'unité de Gaz naturel.

Puits productifs de pétrole et de gaz

Au 31 décembre 2006 nombre de puits	Pétrole brut ⁽³⁾		Gaz naturel		Total	
	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Alberta	70	54	364	220	434	274
Colombie-Britannique	24	11	136	59	160	70
Total	94	65	500	279	594	344

Notes :

- (1) Les puits bruts correspondent au nombre total de puits dans lesquels une participation est détenue.
- (2) Les puits nets correspondent à la somme des participations fractionnelles détenues dans des puits bruts.
- (3) Les renseignements sur les puits comprennent Firebag.

Superficie pétrole et gaz

Au 31 décembre 2006 (milliers d'acres)	Mise en valeur		Non mise en valeur ⁽¹⁾		Total	
	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Canada						
Gaz naturel	714	412	1 207	664	1 921	1 076
Firebag	2	2	287	287	289	289
Total – Canada	716	414	1 494	951	2 210	1 365
État-Unis						
Gaz naturel	-	-	63	28	63	28
Total	716	414	1 557	979	2 273	1 393

Notes :

- (1) La surface non mise en valeur désigne la surface sur laquelle le forage ou la réalisation du puits n'est pas suffisamment avancé pour permettre la production de quantités commerciales de pétrole brut et de gaz naturel, que cette surface contienne ou non des réserves prouvées. Les acres bruts représentent tous les acres dans lesquels nous avons une participation en pourcentage complète ou indivise.
- (2) Les acres nets représentent le reste des acres, déduction faite de la participation indivise d'autres provenant des acres bruts.

Activité de forage

Exercice terminé le 31 décembre 2006

(nombre de puits nets)	Puits d'exploration nets			Puits de développement nets		
	Puits productifs	Puits secs	Total	Puits productifs	Puits secs	Total
Canada						
Gaz naturel	3	6	9	14	4	18
Firebag	-	-	-	8	-	8
États-Unis	-	-	-	31	-	31
Total	3	6	9	53	4	57

Exercice terminé le 31 décembre 2005

(nombre de puits nets)

	Puits d'exploration nets			Puits de développement nets		
	Puits productifs	Puits secs	Total	Puits productifs	Puits secs	Total
Canada						
Gaz naturel	8	3	11	18	4	22
Firebag	-	-	-	10	-	10
États-Unis	-	1	1	-	-	-
Total	8	4	12	28	4	32

Exercice terminé le 31 décembre 2004

(nombre de puits nets)

	Puits d'exploration nets			Puits de développement nets		
	Puits productifs	Puits secs	Total	Puits productifs	Puits secs	Total
Canada						
Gaz naturel	5	5	10	15	-	15
Firebag	-	-	-	11	-	11
Total	5	5	10	26	-	26

Au 31 décembre 2006, nous participions au forage de 42 puits bruts d'exploration et de développement (25 nets).

Engagements futurs quant à la vente ou à la livraison de pétrole brut et de gaz naturel

Nous avons conclu une série d'engagements quant à la vente de gaz naturel totalisant environ 92 Mpi³/j. Ces engagements de ventes comprennent des conventions à court et à long terme, dont la durée varie entre un an et, dans un cas, la durée de vie du champ de production. Toute la production provient de nos réserves. Tous les prix prévus aux termes de ces conventions sont fondés sur une combinaison de conditions variables, fixes et fondées sur des indices.

Au 1^{er} mars 2007, des couvertures de pétrole brut visant 60 000 bj et 10 000 bj de production étaient en cours pour le reste de 2007 et 2008, respectivement. Les prix de ces barils sont fixes à l'intérieur du fourchette comprise entre 51,64 \$ US et 93,26 \$ US en 2007 et d'une fourchette comprise entre 59,85 \$ US et 101,06 \$ US en 2008. Nous comptons envisager des tunnels à prime zéro représentant jusqu'à 30 % environ de notre production de pétrole brut si des occasions stratégiques se présentent. Pour plus de renseignements sur ces arrangements de couverture, prière de se reporter aux paragraphes « Instruments financiers dérivés » à la sous-rubrique « Facteurs de risque influant sur la performance » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion et à la note 6 des états financiers consolidés 2006, laquelle note est intégrée par renvoi dans les présentes.

PRÉSENTATION VOLONTAIRE DES RÉSERVES DES SABLES BITUMINEUX

Rapprochement des réserves minières des Sables bitumineux et des réserves in situ Firebag

Les tableaux qui suivent présentent, sur une base brute⁸ et une base nette, le rapprochement de nos réserves prouvées et probables de pétrole brut synthétique des concessions minières de l'unité Sables bitumineux et de bitume, converties en pétrole brut synthétique à des fins de comparaison uniquement, de nos concessions Firebag in situ, du 31 décembre 2005 au 31 décembre 2006, d'après les rapports GLJ sur les sables bitumineux.

⁸ Participation directe de Suncor dans les réserves, avant déduction des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevance dérogatoires.

Rapprochement des réserves prouvées et probables brutes estimatives des sables bitumineux

(en millions de barils de pétrole brut synthétique) ⁽¹⁾	Concessions minières des sables bitumineux ⁽¹⁾⁽²⁾			Concessions in situ Firebag ⁽¹⁾⁽³⁾			Total – concessions minières et in situ ⁽³⁾
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées ⁽³⁾	Probables ⁽³⁾	Prouvées et probables	Prouvées et probables
31 décembre 2005	1 528	896	2 424	561	2 137	2 698	5 122
Révisions d'estimations antérieures	266	(262)	4	-	22	22	26
Récupération améliorée	-	-	-	252	(252)	-	-
Extensions et découvertes	-	-	-	-	-	-	-
Production	(85)	-	(85)	(10)	-	(10)	(95)
31 décembre 2006	1 709	634	2 343	803	1 907	2 710	5 053

Rapprochement des réserves prouvées et probables nettes estimatives des sables bitumineux

(en millions de barils de pétrole brut synthétique) ⁽¹⁾	Concessions minières des sables bitumineux ⁽¹⁾⁽²⁾			Concessions in situ Firebag ⁽¹⁾⁽³⁾			Total – concessions minières et in situ ⁽³⁾
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées ⁽³⁾	Probables ⁽³⁾	Prouvées et probables	Prouvées et probables
31 décembre 2005	1 440	862	2 302	556	2 029	2 585	4 887
Révisions d'estimations antérieures	140	(298)	(158)	(50)	(164)	(214)	(372)
Récupération améliorée	-	-	-	226	(226)	-	-
Extensions et découvertes	-	-	-	-	-	-	-
Production	(73)	-	(73)	(10)	-	(10)	(83)
31 décembre 2006	1 507	564	2 071	722	1 639	2 361	4 432

Notes :

- (1) Les réserves de pétrole brut synthétique sont fondées sur un rendement net d'unité de cokéfaction ou un rendement en pétrole brut synthétique tiré du bitume de 80 % pour les réserves des concessions minières de l'unité Sables bitumineux et des concessions in situ Firebag. Même si la quasi-totalité de notre bitume tiré des concessions minières de l'unité Sables bitumineux est valorisé pour en faire du pétrole brut synthétique, nous avons le choix de vendre le bitume provenant de nos concessions in situ Firebag directement sur le marché si des occasions stratégiques se présentent. Ainsi, ces réserves de bitume sont converties en pétrole brut synthétique à des fins de regroupement.
- (2) Nos réserves minières brutes sont évaluées en partie en fonction du plan de mine actuel et des estimations actuelles de la récupération provenant de l'extraction et des rendements de valorisation, plutôt que sur une analyse fondée sur des hypothèses de prix en dollars constants ou des hypothèses de prix prévisionnels. Les réserves minières nettes reflètent la valeur relative des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevance dérogatoires en prix constants au 31 décembre et le choix que nous avons fait de passer à un régime de redevances à la Couronne fondées sur le bitume à compter de 2009.
- (3) À la rubrique « Présentation des réserves pétrolières et gazières requise aux termes des exigences américaines », nous avons fait état des réserves prouvées provenant de nos concessions in situ Firebag. L'information dans le tableau ci-dessus porte sur les réserves prouvées provenant de ces concessions et diffère de la communication assujettie aux exigences américaines des trois façons suivantes : les réserves de nos concessions in situ Firebag que nous présentons sur une base volontaire :
 - a) elles sont données sur une base brute de même que sur la base nette requise par les exigences de communication américaines;
 - b) elles sont converties (les barils de bitume deviennent des barils de pétrole brut synthétique dans le présent tableau à des fins de regroupement uniquement);

- c) elles comprennent les réserves prouvées et les réserves probables et non uniquement les réserves prouvées que requièrent les exigences d'information américaines. Les sociétés américaines ne présentent pas les réserves probables pour les terrains non miniers. Nous présentons volontairement nos réserves probables pour les concessions in situ Firebag puisque nous croyons que de tels renseignements sont utiles pour les investisseurs et nous permettent de regrouper nos réserves minières et nos réserves in situ de façon à constituer un total consolidé pour notre unité Sables bitumineux. Par conséquent, nos estimations pour les réserves in situ Firebag des tableaux qui précèdent ne sont pas comparables à celles effectuées par des sociétés américaines.

EMPLOYÉS DE SUNCOR

Le tableau qui suit présente la répartition des employés entre nos quatre unités d'exploitation et notre siège social au cours des deux derniers exercices.

	Au 31 décembre	
	2006	2005
Sables bitumineux	3 182	2 787
Gaz naturel	170	214
Commercialisation de l'énergie et raffinage – Canada.....	605	638
Commercialisation et raffinage – États-Unis	463	662
Siège social ⁽²⁾	1 346	851
Total ⁽¹⁾	<u>5 766</u>	<u>5 152</u>

Notes :

- (1) En plus de nos employés, nous recourons à des entrepreneurs indépendants qui nous fournissent une gamme de services.
- (2) Les employés du siège social comprennent les employés du groupe affecté à nos principaux projets, qui appuie nos quatre unités d'exploitation.

Quelque 1 500 employés de l'unité Sables bitumineux sont représentés par la section locale 707 du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier. Nous avons signé une convention collective de trois ans avec le syndicat avec prise d'effet le 1^{er} mai 2004. La convention prévoit une hausse des salaires de 9,5 % sur une période de trois ans.

Environ 170 employés de la raffinerie de l'unité CER à Sarnia et de Sun-Canadian Pipe Line Company sont représentés par des associations d'employés. En 2005, une convention d'une durée de trois ans a été signée avec l'association des employés de Sarnia, et cette convention sera renégociée en 2008. La convention avec l'association des employés de Sun-Canadian Pipe Line Company a été signée en 1993, et elle est renouvelée automatiquement chaque année à moins qu'il n'y soit mis fin au moyen d'un avis écrit donné par l'une ou l'autre des parties au moins 60 jours avant la date anniversaire de la convention. À ce jour, aucun avis concernant cette convention n'a été reçu ni donné. La direction estime que la convention sera automatiquement renouvelée à sa date anniversaire.

Le Métallurgistes unis (MUA) représentent environ 218 employés des installations de raffinage RC. En février 2006, le syndicat de l'usine a voté en faveur de l'intégration de tous les travailleurs au sein de la même la convention collective. Le contrat de regroupement a pris effet en mars 2006 et expirera en janvier 2009.

FACTEURS DE RISQUE

En tant que société, nous rangeons les risques en quatre principales catégories : 1) les risques opérationnels, 2) les risques financiers, 3) les risques juridiques et réglementaires et 4) les risques stratégiques. Ces catégories sont définies ci-après et les risques répertoriés ont été classés en conséquence. Il convient de remarquer que les risques répertoriés peuvent entrer dans plus d'une catégorie; nous les avons classés dans la catégorie qui sied mieux à Suncor.

Nous nous efforçons sans cesse d'atténuer les risques pour nos intervenants. Ce processus comporte un vaste examen des risques à l'échelle de l'entité. L'examen interne est fait tous les ans pour s'assurer que tous les risques importants ont été cernés et gérés convenablement. Les risques répertoriés ci-après ne sont présentés dans aucun ordre en particulier.

1) Risques opérationnels – risques qui influent *directement* sur notre capacité de poursuivre les activités normales au sein des entreprises répertoriées.

Confidentialité. Le manquement au devoir de confidentialité pourrait poser un risque lié à la concurrence si des renseignements d'exploitation confidentiels ou des renseignements protégés par des droits de propriété intellectuelle exclusifs étaient communiqués de façon inadéquate.

Dangers liés à l'exploitation et autres incertitudes. Chacune de nos quatre principales unités d'exploitation, soit l'unité Sables bitumineux, l'unité GN, l'unité CER et l'unité C&R, exige des investissements élevés et comporte des risques et des occasions économiques particuliers. Généralement, notre exploitation est assujettie à des dangers et risques, comme les incendies, explosions, fuites gazeuses, migrations de substances dangereuses, éruptions, pannes d'électricité et déversements de pétrole, qui peuvent causer des blessures corporelles, des dommages aux biens, aux systèmes de TI et aux systèmes de contrôle et données connexes, à l'équipement et à l'environnement, ainsi que l'interruption de l'exploitation. En outre, notre exploitation est assujettie à tous les risques normalement inhérents au transport, au traitement et au stockage du pétrole brut, du gaz naturel et des autres produits connexes. Le paragraphe « Main-d'œuvre et équipement » ci-dessous traite également des risques liés à la disponibilité de la main-d'œuvre spécialisée nécessaire au soutien sécuritaire et efficace de nos activités.

Pour l'unité Sables bitumineux, l'exploitation minière des sables bitumineux, la production de bitume au moyen de méthodes in situ, l'extraction du bitume des sables bitumineux et l'enrichissement de ce bitume pour en faire du pétrole brut synthétique et autres produits comportent certains risques et incertitudes. L'unité Sables bitumineux peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions sur notre capacité de produire des produits à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de ses réseaux de composants. Pour de plus amples renseignements sur l'incendie survenu à l'unité Sables bitumineux en 2005, prière de se reporter à la page 4 de la présente notice annuelle. Des conditions météorologiques particulièrement rigoureuses à l'unité Sables bitumineux peuvent entraîner une réduction de la production hivernale et, dans certains cas, elles peuvent engendrer des coûts plus élevés. Même s'il n'y a pratiquement aucuns frais de découverte liés aux ressources de sables bitumineux et à la délimitation des ressources, les coûts associés à la production, y compris la mise en valeur de mines et le forage de puits pour les activités de DGMV, et ceux associés à l'enrichissement du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique, peuvent comporter d'importants déboursés de capitaux. Les coûts liés à la production à l'unité Sables bitumineux sont en grande partie fixes et, par conséquent, les frais d'exploitation par part dépendent en grande partie des niveaux de production.

Des risques et des incertitudes sont associés aux activités de l'unité GN, notamment tous les risques normalement inhérents au forage de puits de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de ces terrains, y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues, la baisse prématurée des réservoirs, les incendies, les éruptions, les défauts de l'équipement et d'autres accidents, les émissions de gaz acide, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et d'autres risques environnementaux.

Les unités d'exploitation du secteur aval, EM&R et R&C, sont assujetties à tous les risques normalement inhérents à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que de stations-service, y compris la perte de produits, les ralentissements en raison de défauts de l'équipement, de l'impossibilité d'accéder aux matières premières, du prix et de la qualité des matières premières, ou d'autres accidents.

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

Principaux projets. Il existe certains risques liés à l'exécution de nos principaux projets, notamment la nouvelle unité de cokéfaction, chacune des étapes du projet Firebag, la stratégie de croissance du projet Voyageur et le projet d'immobilisations visant à l'intégration des sables bitumineux de CER. Ces risques comprennent : notre capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations réglementaires nécessaires, les risques liés à l'échéancier, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié; l'incidence de la conjoncture économique, des conditions commerciales et de la conjoncture du marché en général; l'incidence des conditions météorologiques; notre capacité de financer la croissance si les prix des marchandises baissent et demeurent à de faibles niveaux pendant une période prolongée et l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des attentes du public relativement à l'effet de la mise en valeur des sables bitumineux sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations avec l'actif existant pourraient retarder l'atteinte des objectifs. Notre direction est d'avis que l'exécution d'importants projets soulève des questions qui nécessitent une gestion prudente des risques. Nos estimations des coûts des projets comportent également des risques. Certaines estimations de coûts sont fournies au moment de la conception des projets ou avant le début ou la fin de la conception et des études techniques détaillées finales servant à réduire la marge d'erreur. Par conséquent, les coûts réels peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être importantes.

Les estimations des coûts des projets importants comportent des incertitudes et évoluent par étapes. Pour obtenir des renseignements sur un tel processus, une mise à jour sur nos principaux projets d'immobilisations en cours et une explication de l'expression « dans le respect des délais et du budget », prière de se reporter à la page 13 du rapport de gestion, qui est intégré dans les présentes par renvoi.

Assurance. Bien que nous maintenions un programme de gestion des risques, lequel comprend une composante d'assurance, cette assurance peut ne pas fournir une garantie suffisante dans toutes les circonstances, et tous les risques peuvent ne pas être assurables. Les pertes non couvertes par l'assurance pourraient avoir un effet défavorable important sur la Société. À la fin de 2005, une entité d'autoassurance a été créée pour fournir une couverture supplémentaire des pertes d'exploitation éventuelles. En 2006, l'un de nos prestataires externes de services d'assurance des pertes d'exploitation a mis fin à ses activités. Nous évaluons actuellement les options qui s'offrent pour remplacer cette couverture. Se reporter à la note 10b), afférente à nos états financiers consolidés 2006, qui est intégrée par renvoi dans les présentes, pour une description plus détaillée de notre couverture.

En décembre 2006, les assureurs touchés par l'incendie survenu à l'unité Sables bitumineux le 4 janvier 2005 ont déposé un relevé des dommages afin de récupérer les coûts du règlement. En raison des modalités du contrat d'assurance, nous sommes désignés comme demandeurs. Toutefois, cette action n'aura pas d'incidence sur les règlements déjà intervenus avec nos assureurs ni sur nos produits d'exploitation futurs.

2) Risques financiers auxquels sont exposés la compilation, la déclaration et l'exactitude des résultats financiers.

Incertitude relative aux estimations des réserves. Les estimations des réserves des unités Sables bitumineux et Gaz naturel (GN) figurant dans notre notice annuelle ne sont que des estimations. Il existe de nombreuses incertitudes liées à l'estimation des quantités et de la qualité des réserves prouvées et probables et des ressources, notamment bon nombre de facteurs sur lesquels nous n'avons pas pris.

En général, les estimations des réserves récupérables économiquement se fondent sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables comme la production historique provenant des terrains, l'effet présumé de la réglementation des organismes gouvernementaux, les hypothèses de prix, les redevances futures et les frais d'exploitation futurs, qui peuvent tous différer considérablement des résultats réels. L'exactitude d'une estimation des réserves relève de l'interprétation et du jugement

techniques et est fonction de la qualité et de la quantité des données existantes, qui ont pu être recueillies avec le temps. Dans l'unité Sables bitumineux, les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur une évaluation géologique, ce qui comprend des essais de forage et en laboratoire, et tiennent compte de la capacité de production courante et des rendements de la valorisation, des plans de mine courants, de la durée de vie utile de l'exploitation et de contraintes réglementaires. Les estimations des réserves et des ressources de Firebag sont fondées sur une évaluation géologique des données fournies par les forages d'évaluation, l'analyse des carottes et les sondages sismiques, et le succès commercial démontré du procédé in situ. Notre production réelle, nos produits d'exploitation, nos redevances, nos taxes et impôts et nos dépenses de mise en valeur et d'exploitation relativement à nos réserves varieront de ces estimations, et ces différences pourraient être importantes. Les résultats de la production après la date de l'estimation peuvent justifier des révisions, à la hausse ou à la baisse. Pour ces motifs, les estimations des réserves récupérables économiquement attribuables à un quelconque groupe de propriétés et le classement de ces réserves en fonction du risque que présente leur récupération établis par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier de façon importante.

Volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel. Notre rendement financier futur est étroitement lié aux prix du pétrole brut et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel. Les prix de ces marchandises peuvent être influencés par les facteurs de l'offre et la demande globales et régionales. La croissance économique mondiale, les faits nouveaux politiques, le respect ou le non-respect des quotas imposés par les membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole et les conditions météorologiques, entre autres, peuvent toucher l'offre et la demande de pétrole à l'échelle mondiale. Les prix du gaz naturel que nous réalisons sont touchés principalement par l'offre et la demande nord-américaines et par les prix d'autres sources d'énergie. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner non seulement un haut degré de volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel, mais aussi une variation de prix entre le pétrole brut lourd et léger, ce qui pourrait avoir une incidence sur les prix du pétrole brut acide et du bitume. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont connu de fortes fluctuations au cours des dernières années et nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues des prix du pétrole brut et du gaz naturel. Une période prolongée de faibles prix du pétrole brut et du gaz naturel pourrait toucher la valeur de nos terrains pétroliers et gaziers et le niveau des dépenses affectées à des projets de croissance et entraîner une réduction de la production à certains terrains. Par conséquent, les faibles prix du pétrole brut en particulier pourraient avoir un effet défavorable sur notre situation financière, nos liquidités et nos résultats d'exploitation. Un élément clé de notre stratégie d'entreprise est de produire suffisamment de gaz naturel pour combler ou dépasser la demande interne de gaz naturel acheté à des fins de consommation dans nos installations, de façon à couvrir nos prix et à réduire notre exposition aux prix volatils du gaz naturel. Toutefois, rien ne saurait garantir que nous serons en mesure de continuer à augmenter la production de façon à répondre à la demande croissante interne de gaz naturel.

Selon les termes de notre programme stratégique de couverture du prix du pétrole brut, la direction est habilitée à établir un prix ou une fourchette de prix pour 30 % environ de notre production totale de pétrole brut pour des périodes de temps données. Au 1^{er} mars 2007, des contrats de couverture du pétrole brut visant 60 000 bj et 10 000 bj étaient en vigueur pour le reste de 2007 et 2008, respectivement. Les prix de ces barils sont établis dans une fourchette qui va en moyenne de 51,64 \$ US/b à une moyenne de 101,06 \$ US/b. Nous envisageons des mesures de couverture supplémentaires si des occasions stratégiques s'offrent à nous.

Nous procédons à une évaluation de la valeur comptable de notre actif dans la mesure où les principes comptables généralement reconnus au Canada l'exigent. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel baissent, la valeur comptable de notre actif pourrait faire l'objet de révisions à la baisse, et notre bénéfice pourrait être touché de façon défavorable.

Volatilité des marges dans le secteur aval. L'exploitation des unités CER et RC est sensible aux marges de gros et de détail pour leurs produits raffinés, y compris l'essence et dans le cas de l'unité RC, l'asphalte. La volatilité des marges dépend de la compétitivité globale du marché, des conditions météorologiques, du coût du pétrole brut (voir la rubrique « Volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel ») et des variations de l'offre et de la demande de produits raffinés. Nous prévoyons que la

volatilité des marges et des prix et la compétitivité globale du marché, y compris la possibilité de nouveaux acteurs sur le marché, se poursuivront. En conséquence, on peut s'attendre à une fluctuation des résultats d'exploitation des unités CER et RC.

Sur le marché du carburant diesel dans l'Ouest canadien, l'offre et la demande peuvent fluctuer. Les marges sur le carburant diesel sont généralement plus élevées que celles sur le pétrole brut synthétique et classique. Les projets d'expansion décrits ci-après de nos concurrents pourraient entraîner une augmentation de l'offre de carburant diesel et contracter les marges.

Activités de négociation de l'énergie. La nature des activités de négociation crée une exposition à des risques financiers. Parmi ces risques, citons le risque que les mouvements de prix ou de valeurs occasionnent des pertes financières pour la Société; le risque que le manque de contreparties nous rende incapables de liquider ou de compenser une position ou incapables de le faire au prix du marché précédent ou autour de ce prix; le risque que nous ne recevions pas de fonds ou d'instruments de notre contrepartie au moment prévu; le risque que la contrepartie n'exécute pas une de ses obligations envers nous; le risque que nous subissions une perte par suite d'une erreur humaine ou d'une lacune de nos systèmes ou mesures de contrôle; ou le risque que nous subissions une perte parce que des conventions sont non exécutoires ou la documentation relative à des opérations n'est pas adéquate. La Société s'est dotée d'une fonction distincte de gestion des risques qui est chargée d'établir et de surveiller les pratiques et les politiques et de fournir un rapport de vérification et d'évaluation indépendant de ses activités de négociation et de commercialisation de l'énergie. Toutefois, il se peut que nous subissions d'importantes pertes financières en raison de ces risques.

Fluctuations des taux de change. Nos états financiers consolidés 2006 sont présentés en dollars canadiens. Les résultats d'exploitation sont touchés par les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Ces taux de change ont fluctué de façon importante au cours des cinq dernières années. Une partie importante de nos produits d'exploitation est reçue en fonction des prix libellés en dollars américains, et une partie importante de notre dette est libellée en dollars américains. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont généralement établis en dollars américains, tandis qu'une partie de nos ventes de produits raffinés sont effectuées en dollars canadiens. En outre, les activités de certaines filiales sont libellées en dollars américains, converties en dollars canadiens selon la méthode du taux courant, selon laquelle les produits et les charges sont comptabilisés au taux de change en vigueur au moment où l'opération a lieu, et les actifs et passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Par conséquent, les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien peuvent donner lieu à des risques de change, favorables ou défavorables, ce qui crée un autre élément d'incertitude.

Risque lié aux taux d'intérêt. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt canadiens à court terme parce que nous recourons à des emprunts à taux variable. Nous conservons une partie importante de notre capacité d'emprunt dans des facilités bancaires renouvelables à taux variable et du papier commercial, le reste étant constitué d'emprunts à taux fixe. Pour réduire le risque posé par les variations des taux d'intérêt, nous concluons à l'occasion des contrats de swap de taux d'intérêt et de change pour fixer le taux d'intérêt sur un emprunt à taux variable ou pour faire varier le taux d'intérêt d'un emprunt à taux fixe. Pour obtenir plus de détails, prière de se reporter à la rubrique « Liquidités et ressources en capital » du rapport de gestion.

3) Risques juridiques et réglementaires – risques qui influent sur notre capacité de nous conformer aux obligations légales et aux exigences réglementaires prévues par la loi

Réglementation et risques environnementaux. La réglementation environnementale touche presque tous les aspects de notre exploitation. Ces régimes réglementaires consistent en des lois d'application générale qui s'appliquent à nous de la même manière qu'elles s'appliquent à d'autres sociétés et entreprises du secteur de l'énergie. Les régimes réglementaires exigent que nous obtenions des permis et des licences d'exploitation et imposent certaines normes et mesures de contrôle sur les activités relatives à l'exploitation minière, à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de pétrole et de gaz et au raffinage, à la distribution et à la commercialisation des produits pétroliers et pétrochimiques. Il est nécessaire de faire des évaluations environnementales et d'obtenir des autorisations réglementaires

avant d'entreprendre la plupart des nouveaux projets importants ou d'apporter des changements importants aux exploitations actuelles. Outre ces exigences précises et connues, nous prévoyons d'autres modifications à la législation environnementale, notamment la future loi sur la pollution de l'air (les critères de contaminants atmosphériques) et les gaz à effet de serre, qui imposeront de nouvelles exigences aux sociétés qui évoluent dans le secteur de l'énergie.

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

- les impacts cumulatifs possibles de la mise en valeur des sables bitumineux dans la région de l'Athabasca;
- l'entreposage, le traitement et l'élimination des déchets industriels ou dangereux;
- le besoin de réduire ou de stabiliser diverses émissions dans l'atmosphère, les prélèvements d'eau et les rejets dans l'eau;
- les questions portant sur les changements climatiques mondiaux, la remise en état et la restauration des terrains; le
- l'essence reformulée pour assurer abaisser les émissions des véhicules.

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

Pour les concessions minières 86 et 17 de l'unité Sables bitumineux de Suncor, nous sommes tenus de déposer et déposons chaque année auprès de l'*Alberta Environment* une lettre de crédit irrévocable correspondant à 0,03 \$ par baril de pétrole brut produit au 31 décembre 2005 (14 millions de dollars au 31 décembre 2005) en garantie du coût estimatif de nos travaux de remise en état. Comme aucune production n'a été tirée des concessions 86 et 17 en 2006, le montant de la garantie est resté tel quel.

Pour le projet Millénaire et les mines Steepbank, nous avons déposé des lettres de crédit irrévocables d'environ 163 M\$, soit la garantie correspondant au passif maximal au titre de la remise en état des terrains pour la période du 31 mars 2006 au 31 mars 2007. Pour plus de renseignements sur nos obligations en matière de remise en état et d'assainissement de l'environnement, prière de se reporter aux paragraphes « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations » de la sous-rubrique « Estimations comptables cruciales » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » du rapport de gestion.

La province d'Alberta étudie actuellement un nouveau programme de gestion des obligations minières qui devrait entrer en vigueur le 30 juin 2007. Ce programme exigerait une information accrue sur la progression des travaux de remise en état, la mesure des actifs en regard des obligations en vertu du programme et la mesure de la durée de vie des réserves. Selon la formule actuellement proposée, le dépôt exigé au titre de la garantie initiale pour l'exploitation des sables bitumineux diminuerait. Une garantie partielle pourrait être exigée si les objectifs fixés en matière de remise en état ne sont pas atteints et une garantie complète pourrait éventuellement être exigée.

Ces dernières années, le Canada et les États-Unis ont adopté une loi en vue de réduire les quantités admissibles de soufre dans les carburants de transport. Pour une analyse des projets réalisés à nos unités CER et R&C, prière de se reporter à la rubrique « Description narrative de l'entreprise » de la présente notice annuelle. Les projets de modernisation des installations existantes en vue de se conformer à ces exigences sont exposés aux risques inhérents aux grands projets d'immobilisations et au risque supplémentaire que le non-respect des échéances prévues par la loi ait une incidence importante sur la capacité de la Société de commercialiser ses produits ou expose celle-ci à des amendes et à des sanctions, ce qui pourrait avoir des répercussions importantes sur ses produits et son bénéfice.

L'unité R&C fait l'objet de jugements convenus de l'Environmental Protection Agency des États-Unis, du Department of Justice des États-Unis et de l'État du Colorado. Pour une description de ces jugements convenus et des obligations qui s'y rapportent, prière de se reporter à la sous-rubrique sur l'unité R&C sous la rubrique « Description narrative de l'entreprise » dans la présente notice annuelle. L'incapacité de respecter ses obligations ou les échéances prévues dans les jugements convenus pourrait avoir une incidence importante sur la capacité de la Société de commercialiser ses produits, ce qui pourrait avoir des répercussions importantes sur ses produits et son bénéfice.

Réglementation gouvernementale. L'industrie pétrolière et gazière au Canada et aux États-Unis, y compris le secteur des sables bitumineux et notre secteur aval, fonctionne sous le régime des lois fédérales, provinciales, étatiques et municipales. Cette industrie est également assujettie aux règlements et interventions des gouvernements sur des questions telles que le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts, les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection environnementale, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, l'octroi ou l'acquisition d'intérêts d'exploration et de production, de sables bitumineux ou d'autres intérêts, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur et l'abandon des gisements et des emplacements de mines (y compris les restrictions sur la production) et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels. Avant de procéder à la plupart des projets importants, notamment des modifications importantes de nos activités actuelles, nous devons obtenir des approbations réglementaires. Le processus d'approbation réglementaire peut comporter la consultation des parties intéressées, des évaluations de l'impact environnemental et des audiences publiques, entre autres. En outre, les approbations réglementaires peuvent être assorties de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Le défaut d'obtenir les approbations réglementaires 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 négatif sur le bénéfice et les flux de trésorerie futurs. Ces règlements peuvent être modifiés de temps à autre en vue de répondre aux conditions économiques ou politiques. La mise en application de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants touchant l'industrie pétrolière et gazière pourrait réduire la demande de pétrole brut et de gaz naturel, augmenter nos coûts et avoir un effet défavorable important sur notre situation financière.

Revendications territoriales. Des peuples autochtones ont revendiqué des titres et droits autochtones à l'égard d'une grande partie de l'Ouest canadien. Certains peuples autochtones ont déposé une réclamation contre le gouvernement du Canada, certaines entités gouvernementales et la municipalité régionale de Wood Buffalo (qui comprend la ville de Fort McMurray, en Alberta) demandant, entre autres, une déclaration confirmant que les demandeurs ont des titres autochtones sur de grandes superficies de terrains entourant Fort McMurray, y compris les terrains sur lesquels l'unité Sables bitumineux et la plupart des autres entreprises de sables bitumineux en Alberta sont situées. De plus, les peuples autochtones ont déposé contre des participants de l'industrie en général des plaintes qui se rapportent en partie à des réclamations territoriales pouvant avoir une incidence sur notre unité Gaz naturel. Nous sommes incapables d'évaluer l'effet, le cas échéant, qu'auraient la réclamation sur notre unité Sables bitumineux ou sur d'autres activités. À l'exception de ces réclamations, à notre connaissance, les peuples autochtones n'ont déposé aucune autre réclamation territoriale contre nous.

Régime de redevances de l'Alberta fondées sur le bitume. Au cours du quatrième trimestre de 2006, nous avons décidé de faire passer nos activités de base sous le régime des redevances fondées sur le bitume à compter du 1^{er} janvier 2009. En 2006 également, le gouvernement de l'Alberta a entrepris des

délibérations visant à établir la méthode à prescrire pour déterminer la juste valeur marchande du pétrole lourd/du bitume aux fins du calcul de la redevance fondée sur le bitume. Cette nouvelle façon d'établir le prix du bitume est susceptible de modifier considérablement la nature, l'importance et le calendrier de nos obligations au titre des redevances et donc d'avoir une incidence sur les flux de trésorerie, les bénéfices et les estimations des réserves nettes. Comme nouveau mode de tarification ne devrait pas être arrêté avant 2008 et il est impossible d'en évaluer l'incidence pour le moment, mais elle pourrait être importante.

Au début de 2007, le gouvernement de l'Alberta a aussi annoncé une révision du régime des redevances à la Couronne. Les conclusions de cette révision sont incertaines et les redevances qu'il faudra verser à l'avenir ainsi que le calcul des réserves nettes pourraient être touchés.

4) Risques stratégiques – risques qui influent sur notre capacité d'atteindre nos objectifs à long terme et de prendre des mesures de planification

Interdépendance des systèmes de l'unité Sables bitumineux. L'usine des Sables bitumineux pourrait subir des pertes de production du fait de l'interdépendance de ses systèmes constituants. Grâce à nos projets d'expansion, nous nous attendons à atténuer les effets défavorables des systèmes interdépendants et à réduire les effets des arrêts complets d'usine sur la production et sur les flux de trésorerie. Par exemple, nous avons ajouté une deuxième unité de valorisation, ce qui nous donne la souplesse nécessaire pour faire l'entretien périodique de l'usine dans une unité tout en continuant de générer une production et des flux de trésorerie dans l'autre.

Dépendance envers l'unité Sables bitumineux. Les engagements importants de la Société en matière d'immobilisations visant à faire progresser nos projets d'expansion à l'unité Sables bitumineux, y compris le projet Firebag et le projet Voyageur, peuvent exiger que nous renoncions à des occasions d'investissement dans d'autres secteurs de notre activité. L'achèvement de projets visant à accroître la production de l'unité Sables bitumineux augmentera encore notre dépendance envers le secteur des Sables bitumineux de notre entreprise. C'est ainsi qu'en 2006 les activités de l'unité Sables bitumineux représentaient environ 88 % (83 % en 2005) de la production du secteur amont, 89 % (76 % en 2005) du bénéfice net et 83 % (70 % en 2005) des flux de trésorerie de Suncor provenant de l'exploitation. Ces pourcentages ne tiennent pas compte des renseignements relatifs au siège social et aux éliminations.

Nécessité de remplacer les réserves de gaz naturel classique. Les réserves et la production futures de gaz naturel de l'unité d'exploitation GN de la Société sont hautement tributaires de notre capacité de découvrir ou d'acquérir des réserves supplémentaires et d'exploiter nos réserves existantes, ce qui a une incidence sur les flux de trésorerie provenant d'une telle production et sur notre capacité de maintenir une couverture des prix contre la consommation croissante de gaz naturel dans nos activités. Sans l'ajout de réserves de gaz naturel par des activités d'exploration et de mise en valeur ou d'acquisition, nos réserves et notre production de gaz naturel classique diminueront au fil des ans avec l'épuisement des réserves. À titre d'exemple, en 2006, le taux de baisse moyen de notre réservoir de gaz naturel se situait autour de 24 % (24 % en 2005). Les taux de baisse varieront selon la nature du réservoir, la durée de vie du puits et d'autres facteurs. Par conséquent, les taux de baisse passés ne sont pas nécessairement représentatifs des taux futurs. L'exploration, la mise en valeur et l'acquisition de réserves mobilisent beaucoup de capitaux. Si les flux de trésorerie liés à l'exploitation⁹ ne suffisent pas à produire suffisamment de capital et que les sources externes de financement deviennent limitées ou indisponibles, notre capacité de faire les investissements nécessaires pour maintenir et accroître nos réserves de gaz naturel classique sera diminuée. En outre, le rendement à long terme des activités de l'unité GN est tributaire de notre capacité de trouver et de mettre en valeur de façon constante et concurrentielle des réserves de qualité à faible coût qui peuvent être mises en production de façon rentable. La demande du marché à l'égard de terrains et de services peut aussi faire augmenter ou diminuer les coûts de découverte et de mise en valeur. Rien ne garantit que nous pourrions trouver et mettre en valeur ou acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer la production à des coûts acceptables.

⁹ Se reporter aux « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page ix de la présente notice annuelle.

Concurrence. L'industrie pétrolière est très concurrentielle dans tous ses aspects, y compris la recherche et la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et l'acquisition d'intérêts dans le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers et chimiques. Nous livrons concurrence à d'autres entreprises du secteur énergétique dans presque tous les aspects de notre entreprise. L'industrie pétrolière fait aussi concurrence à d'autres industries pour ce qui est de l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en combustible et en produits connexes. Nous estimons que les autres producteurs nord-américains de pétrole brut acide et peu sulfureux classique et synthétique nous font concurrence pour la production de pétrole brut. Les projets d'expansion actuels comportent des risques associés à la livraison de nos produits sur le marché.

Un certain nombre d'entreprises ont entrepris ou ont indiqué qu'elles comptent entreprendre des activités liées aux sables bitumineux et commencer la production de bitume et de pétrole brut synthétique ou agrandir leurs exploitations existantes. Il est difficile d'évaluer le nombre, le niveau de production et le calendrier définitif des nouveaux producteurs éventuels ou les secteurs où les niveaux de production peuvent augmenter. En se fondant sur la connaissance qu'a la direction d'autres projets, connaissance qu'elle tire de renseignements mis à la disposition du public, nous croyons que la production de bitume et de pétrole brut synthétique valorisé au Canada pourrait augmenter pour passer d'environ un million de bj en 2004 à environ deux millions de bj d'ici à 2010¹⁰. La tendance accrue au regroupement au sein de l'industrie, l'attention mondiale prêtée aux sables bitumineux et l'arrivée de nouveaux concurrents dotés de ressources financières ont (i) fait augmenter considérablement l'approvisionnement en bitume et en pétrole brut synthétique ainsi qu'en d'autres produits de pétrole brut concurrentiels sur le marché, (ii) fait croître de façon exponentielle la valeur des terrains et la disponibilité de nouvelles concessions et (iii) imposé une contrainte sur la disponibilité des ressources requises pour exploiter l'unité Sables bitumineux. L'incapacité de transporter le pétrole brut que nous produisons pourrait avoir une incidence défavorable sur les quantités produites.

Traditionnellement, l'offre excédentaire de produits pétroliers raffinés à l'échelle de l'industrie et la surabondance de points de vente ont maintenu une pression à la baisse sur les marges de raffinage et de vente au détail en aval. La direction prévoit que les fluctuations dans la demande de produits raffinés, la volatilité des marges et la compétitivité globale du marché se poursuivront. En outre, dans la mesure où nos unités d'exploitation en aval, l'unité CER et l'unité RC, participent aux marchés des nouveaux produits, elles peuvent être exposées à des risques de marge et à une volatilité découlant des fluctuations de coûts ou de prix de vente.

Main-d'œuvre et équipement. Avec l'expansion de l'industrie et l'incidence des nouveaux arrivants sur le marché, le risque relatif à la disponibilité et à la recherche de travailleurs expérimentés continue de s'accroître. Bien que ces risques ne soient pas propres à l'unité Sables bitumineux, la demande accrue d'infrastructures à Fort McMurray, en Alberta (par exemple, la demande de maisons, de routes et d'écoles), et le fait que les employés se déplacent quotidiennement pour se rendre au travail ont accentué les préoccupations à cet égard. Ces risques ont des répercussions importantes sur notre capacité d'exercer nos activités avec efficacité et en toute sécurité et de réaliser d'importants projets dans le respect des délais et du budget. Les risques liés à la réalisation de grands projets d'immobilisations sont décrits dans la partie précédente intitulée « Principaux projets ».

Contraintes imposées par la capacité pipelinière. Étant donné nos projets d'expansion en cours et les importants projets d'immobilisations prévus par des tiers dans notre secteur, les risques liés à la capacité pipelinière et aux infrastructures s'accroissent, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la composition de nos ventes et nos niveaux de production. La chose se vérifie déjà en ce qui concerne le calendrier et le mode de livraison de notre pétrole brut sur le marché, ainsi que notre capacité de produire à plein régime dans le secteur du gaz naturel.

Risque lié à la technologie. Il existe des risques liés à des projets d'expansion et à d'autres projets d'immobilisations qui dépendent largement ou en partie de nouvelles technologies et de l'intégration de

¹⁰ Gouvernement de l'Alberta – *Talk About Oil Sands*.

ces technologies à de nouvelles activités ou à des activités existantes. La réussite des projets intégrant de nouvelles technologies, comme la technologie in situ, ne peut être garantie.

Extraction in situ. Les techniques actuelles de drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV) pour la récupération in situ de pétrole brut et de bitume consomment beaucoup d'énergie, d'où une forte consommation de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire la vapeur utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur nécessaire au procédé de production peut également varier et avoir une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut en outre influencer sur le calendrier de production et les niveaux de production au moyen de cette technologie. L'utilisation commerciale de cette technologie n'étant pas encore répandue, rien ne saurait garantir la viabilité de nos activités de DGMV vu l'absence de données antérieures d'exploitation.

Remise en état. L'exécution des travaux de remise en état, notamment des bassins de résidus, qui contiennent de l'eau, de l'argile et du bitume résiduel produits au cours du procédé d'extraction, pose des risques. Pour remettre en état les bassins de résidus, nous faisons appel à un procédé appelé technique des résidus composites. Nous n'avons pas encore remis en état de bassin en recourant uniquement à cette technique. Les estimations actuelles des coûts de remise en état des biens varieront en fonction de l'efficacité de cette technique de remise en état et du temps qu'il faudra y arriver. Nous continuons de contrôler et d'évaluer d'autres techniques possibles et modifications du procédé des résidus composites utilisé à l'heure actuelle. L'obtention de l'autorisation réglementaire d'agrandir la mine Steepbank, opération prévue pour 2010, est assujettie à certaines conditions liées à l'efficacité de la technique des résidus composites.

Relations de travail. Les employés horaires de l'unité Sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, du terminal de London, en Ontario, de la raffinerie de Sarnia, en Ontario, de la raffinerie de Denver au Colorado et de Sun-Canadian Pipeline Company sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Toute interruption de travail à laquelle participeraient nos employés et toute négociation de convention visant nos projets ou activités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise et sa situation financière.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES

Principales informations financières consolidées

Les principales informations financières consolidées suivantes, pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006, sont tirés de nos états financiers consolidés de 2006. Nos états financiers consolidés de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006 ont été vérifiés par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés. Les renseignements figurant ci-après doivent être lus conjointement avec notre rapport de gestion et nos états financiers consolidés de 2006.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Exercices terminés les 31 décembre		
	2006	2005	2004
Produits.....	15 829	11 129	8 705
Bénéfice net.....	2 971	1 158	1 076
Par action ordinaire, avant dilution.....	6,47	2,54	2,38
Par action ordinaire, après dilution.....	6,32	2,48	2,33
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation.....	4 533	2 476	2 013
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration.....	3 613	3 153	1 847

(en millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre		
	2006	2005	2004
Total de l'actif	18 781	15 149	11 774
Dette à long terme.....	2 385	3 007	2 217
Charges à payer et autres charges ¹⁾	1 214	1 005	749
Capitaux propres.....	8 952	5 996	4 874

Note :

1) Se reporter à la note 7 afférente à nos états financiers consolidés de 2006, laquelle est intégrée par renvoi dans les présentes.

Le tableau suivant présente, pour chacun des deux derniers exercices, les produits d'exploitation pour chaque catégorie de nos principaux produits et services qui comptaient pour 15 % ou plus du total de nos produits consolidés.

Produits tirés de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2006	%	2005	%
Ventes de carburant de transport	7 016	44	5 502	49
Ventes de brut	6 781	43	3 203	29
Autres ²⁾	2 019	13	2 422	22
Total	<u>15 816¹⁾</u>	<u>100</u>	<u>11 127¹⁾</u>	<u>100</u>

Note :

1) Compte non tenu des intérêts créditeurs.

2) Compte tenu des produits nets d'assurance de 436 M\$ (572 M\$ en 2005).

Politique et historique en matière de dividendes

Notre conseil d'administration a établi une politique de versement trimestriel de dividendes. Nous examinons notre politique à l'occasion à la lumière de notre situation financière, des besoins de financement pour la croissance, des flux de trésorerie et d'autres facteurs que notre conseil d'administration juge pertinents. Notre conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende trimestriel, qui est passé de 0,06 \$ à 0,08 \$ par action au deuxième trimestre de 2006, et une qui l'a fait passer de 0,05 \$ à 0,06 \$ par action au deuxième trimestre de 2004.

Le tableau qui suit présente le montant des dividendes par action que nous avons versés aux actionnaires au cours des trois derniers exercices.

	Exercice terminé les 31 décembre		
	2006	2005	2004
Actions ordinaires			
Dividendes en espèces	0,30 \$	0,24 \$	0,23 \$
Dividendes en actions ordinaires	-	-	-

RAPPORT DE GESTION

Notre rapport de gestion, daté du 28 février 2007, est intégré par renvoi dans les présentes et fait partie intégrante de la présente notice annuelle; il devrait être lu avec nos états financiers consolidés 2006 et les notes qui s'y rapportent.

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Description générale de la structure du capital

Notre capital autorisé consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées sans valeur nominale, pouvant être émises en séries. Au

31 décembre 2006, un total de 459 943 827 actions ordinaires étaient émises et en circulation, et aucune action privilégiée n'était émise.

Chaque action ordinaire donne à son porteur le droit de recevoir un avis de convocation aux assemblées de nos actionnaires et d'assister à ces assemblées, à l'exception des assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série ont le droit de voter. Chaque action ordinaire confère une voix. Les porteurs d'actions ordinaires, au gré du conseil d'administration, ont le droit de recevoir, sur les sommes dûment applicables au paiement de dividendes, et après le paiement des dividendes payables sur les actions privilégiées (le cas échéant), de toute série ou de toute autre série ayant priorité de rang par rapport aux actions ordinaires quant au paiement des dividendes, les dividendes déclarés et payables sur les actions ordinaires. À la liquidation ou à la dissolution volontaire ou forcée de Suncor ou à une autre distribution de nos actifs parmi nos actionnaires aux fins de la liquidation de nos affaires, les porteurs des actions ordinaires ont le droit de se partager sur une base unitaire les actifs distribués sous réserve des droits prioritaires des porteurs des actions privilégiées de toute série ou d'actions d'une autre catégorie ayant priorité de rang par rapport aux actions ordinaires. Il n'y a aucun droit de souscription préférentiel ni droit de conversion, et les actions ordinaires ne sont pas rachetables au gré de l'émetteur. Toutes les actions ordinaires actuellement en circulation et qui seront en circulation à la levée des options en cours de validité sont ou seront entièrement payées.

Notes

Au 31 décembre 2006, nos titres d'emprunt à long terme de premier rang avaient reçu la note A (bas) de Dominion Bond Rating Service, A3 de Moody's Investor Services et A- de Standard & Poor's et notre programme de papier commercial avait reçu la note R-1 (bas) de Dominion Bond Rating Service. Toutes les notes sont assorties d'une perspective stable.

Les notes de crédit accordées par Dominion Bond Rating Service (*DBRS*) se situent sur une échelle de notation des titres d'emprunt à long terme allant de AAA à D, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A (bas) de DBRS correspond à la troisième plus haute des neuf catégories et est attribuée aux titres d'emprunt dont la qualité de crédit est considérée comme satisfaisante. La protection des intérêts et du capital demeure importante, mais elle est d'un degré inférieur aux entités notées AA. Les entités de la catégorie A peuvent être plus sensibles aux conditions économiques défavorables et ont des tendances cycliques plus marquées que les sociétés ayant des notes plus élevées. L'indication « (élevé) » ou « (bas) » pour chaque catégorie de notation indique la position relative au sein de la catégorie. Les indications « élevé » ou « bas » ne sont pas utilisées pour la catégorie AAA.

Les notes de crédit de Moody's se situent sur une échelle de notation des titres d'emprunt à long terme allant de AAA à C, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A3 de Moody's correspond à la troisième plus haute des neuf catégories et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme des obligations de qualité moyenne-élevée et qui sont assujettis à un faible risque de crédit. Moody's ajoute les indicateurs numériques 1, 2 ou 3 à chaque catégorie de notation générique. L'indicateur 1 indique que l'émission se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, l'indicateur 2 une note médiane et l'indicateur 3 que l'émission se situe à l'extrémité inférieure de sa catégorie de notation générique.

Les notes de crédit de Standard and Poor's (*S&P*) se situent sur une échelle de notation des titres d'emprunt à long terme allant de AAA à D, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A- de S&P correspond à la troisième plus haute des onze catégories et indique que le débiteur est plus sensible aux effets négatifs des changements dans la conjoncture et la situation économique que les débiteurs des catégories les plus élevées. Toutefois, la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers à l'égard de l'obligation demeure élevée. L'ajout d'un signe plus (+) ou moins (-) après une notation indique la position relative au sein d'une catégorie de notation donnée.

Les notes de crédit de DBRS accordées aux programmes de papier commercial se situent sur une échelle de notation des titres d'emprunt à court terme allant de R-1(haut) à D, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note R-1(bas) de DBRS correspond à la troisième plus haute des dix catégories et est attribuée aux titres d'emprunt ayant une qualité de crédit satisfaisante. La force et la

perspective globales pour les principaux ratios relatifs à la liquidité, à l'endettement et à la rentabilité ne sont pas aussi favorables que pour les catégories de notation plus élevées, mais sont encore respectables, et tous les facteurs négatifs en cause sont considérés comme acceptables et l'entité a habituellement une taille suffisante pour avoir une certaine influence sur l'industrie.

Les notes de crédit accordées aux billets par les agences de notation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des billets dans la mesure où ces notes ne se prononcent pas sur le prix des titres ou le caractère adéquat d'un titre pour un investisseur donné. Il se peut qu'une note ne demeure pas en vigueur pour une période donnée ou qu'elle soit révisée ou retirée entièrement par une agence de notation si celle-ci estime que les circonstances le commandent.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DE NOS TITRES

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la bourse de Toronto au Canada et de la New York Stock Exchange aux États-Unis.

Fourchette des cours et volume des négociations des actions ordinaires

Bourse de Toronto 2006	Fourchette des cours (\$ CA)		Volume des négociations (en milliers)
	Haut	Bas	
Janvier	91,70	73,58	39 965
Février	93,85	80,06	36 389
Mars	91,66	80,68	31 443
Avril	102,18	90,53	26 010
Mai	99,13	83,40	33 894
Juin	92,40	75,00	41 722
Juillet	94,85	86,33	26 464
Août	97,12	85,55	28 816
Septembre	87,75	71,18	51 069
Octobre	89,75	72,26	47 728
Novembre	92,38	83,25	29 849
Décembre	95,00	88,24	22 127

New York Stock Exchange 2006	Fourchette des cours (\$ US)		Volume des négociations (en milliers)
	Haut	Bas	
Janvier	80,41	64,00	38 549
Février	82,15	69,20	37 791
Mars	78,83	69,70	33 070
Avril	89,96	77,75	28 726
Mai	89,53	72,21	40 808
Juin	83,83	67,36	46 959
Juillet	85,37	75,89	30 052
Août	86,78	77,21	26 670
Septembre	78,89	63,77	43 991
Octobre	79,59	64,06	44 606
Novembre	81,80	73,44	29 420
Décembre	82,08	76,39	20 650

ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS

Administrateurs

Les lecteurs sont priés de se reporter à l'information contenue à la rubrique « Élection d'administrateurs » aux pages 6 à 9 inclusivement de la circulaire de sollicitation de procurations de la direction de Suncor en

date du 1^{er} mars 2007 pour obtenir des renseignements sur nos administrateurs, lesquels renseignements sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle.

Hauts dirigeants

Le tableau qui suit présente les hauts dirigeants de Suncor. À moins d'indication contraire, ces hauts dirigeants occupaient les postes indiqués en regard de leur nom au 31 décembre 2006 et en date des présentes.

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Fonction⁽¹⁾</u>
J. KENNETH ALLEY Calgary (Alberta)	Premier vice-président et chef des finances
MIKE M. ASHAR Denver (Colorado)	Vice-président directeur, Commercialisation et raffinage – États-Unis
DAVID W. BYLER Cochrane (Alberta)	Vice-président directeur, Gaz naturel et énergie renouvelable
RICHARD L. GEORGE Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction
TERRENCE J. HOPWOOD Calgary (Alberta)	Premier vice-président et chef du contentieux
SUE LEE Calgary (Alberta)	Première vice-présidente, Ressources humaines et communications
KEVIN D. NABHOLZ Calgary (Alberta)	Vice-président directeur, Principaux projets
THOMAS L. RYLEY Toronto (Ontario)	Vice-président directeur, Énergie, commercialisation et raffinage – Canada
JAY THORNTON Calgary (Alberta)	Premier vice-président, Intégration des entreprises
STEVEN W. WILLIAMS Fort McMurray (Alberta)	Vice-président directeur, Sables bitumineux

Note :

- (1) Les fonctions indiquées correspondent aux postes occupés par les dirigeants relativement aux unités commerciales de Suncor Énergie Inc. et de ses filiales prises dans leur ensemble. Du point de l'entité juridique, M. Ashar est président de Suncor Energy (U.S.A.) Inc., filiale en aval de Suncor située aux États-Unis, M. Riley est président des filiales en aval de Suncor situées au Canada, Suncor Energy Marketing Inc. et Produits Suncor Énergie Inc., et M. Nabholz, M^{me} Lee et M. Thornton sont premiers vice-présidents de Suncor Energy Services Inc. – principaux projets, ressources humaines et communications et services commerciaux respectivement, services partagés qui sont offerts au groupe d'entreprises de Suncor.

Tous les hauts dirigeants de la Société qui précèdent ont, au cours des cinq dernières années, été des dirigeants ou des employés de Suncor ou des membres de son groupe, à l'exception de M. Williams, qui s'est joint à la Société en mai 2002. Avant de se joindre à Suncor, M. Williams a occupé différents postes auprès d'Octel Corporation, société mondiale de produits chimiques. Avant de se joindre à Octel Corporation en 1995, il avait occupé différents postes de direction auprès d'Esso Petroleum Company Limited, membre du groupe d'Exxon Mobile Corporation.

Les administrateurs et hauts dirigeants de Suncor, collectivement, étaient propriétaires de moins de 1 % des actions ordinaires de Suncor ou exercent un contrôle ou une emprise sur moins de 1 % des actions ordinaires.

Renseignements supplémentaires sur les administrateurs et les dirigeants

À notre connaissance, après enquête diligente, nous confirmons que, en date des présentes :

- (i) au cours des dix derniers exercices, aucun administrateur ni haut dirigeant de Suncor n'a été administrateur ou dirigeant d'un autre émetteur qui :
 - a) soit, pendant que la personne exerçait cette fonction, a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation canadienne en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
 - b) soit, après que la personne a cessé d'exercer cette fonction, a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant que la personne exerçait cette fonction;
 - c) soit a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, a conclu un concordat ou un compromis avec eux, a intenté des poursuites contre eux, a pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens, à l'exception de M. Ford, administrateur de Suncor, qui est actuellement administrateur de USG Corporation, société qui a bénéficié de la protection contre la faillite jusqu'en juin 2006, et qui était administrateur de United Airlines (jusqu'en février 2006), société qui a bénéficié de la protection contre la faillite conférée par le *Chapter 11* jusqu'en février 2006.
- (ii) aucun administrateur ni haut dirigeant de Suncor ne s'est vu imposer :
 - a) des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou a conclu une entente de règlement avec celle-ci;
 - b) toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.
- (iii) aucun administrateur ni aucun haut dirigeant de Suncor ni aucune société de portefeuille contrôlée par une de ces personnes n'a fait faillite, n'a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, n'a été poursuivi par ses créanciers, n'a conclu un concordat ou un compromis avec eux, n'a intenté des poursuites contre eux, n'a pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux et aucun séquestre, séquestre-gérant ou syndic de faillite n'a été nommé pour détenir les biens de l'administrateur ou du dirigeant;
- (iv) aucun administrateur ni haut dirigeant ne détient d'intérêt direct ou indirect important relativement à toute question qui a eu ou qui aura une incidence importante sur Suncor ou l'une de ses filiales.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur, haut dirigeant ou porteur principal de titres de Suncor ni aucun membre du groupe de ces personnes ni aucune personne ayant des liens avec celles-ci n'a ou n'a eu d'intérêt important dans une opération ou une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur nous ou un membre de notre groupe au cours des trois derniers exercices complets ou au cours de l'exercice en cours.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires est la Société de fiducie Computershare du Canada à ses bureaux principaux de Calgary, de Montréal, de Toronto et de Vancouver et Computershare Trust Company Inc., à Denver, au Colorado.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

En date des présentes, les professionnels désignés de GLJ Petroleum Consultants Ltd., collectivement, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de 1 % de nos titres en circulation, incluant les titres des membres de notre groupe et des personnes qui nous sont liées.

HONORAIRES VERSÉS AUX VÉRIFICATEURS

Honoraires versés aux vérificateurs

On trouvera à la rubrique « Nomination des vérificateurs » à la page 10 de la circulaire de sollicitation de procurations de Suncor datée du 1^{er} mars 2007 des renseignements sur les honoraires versés par Suncor à ses vérificateurs au cours des deux derniers exercices; ces renseignements sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle.

Politique du comité de vérification sur l'approbation préalable des services non liés à la vérification

Notre comité de vérification s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services non liés à la vérification est compatible avec le maintien de l'indépendance des vérificateurs et s'est dotée d'une politique concernant la prestation de tels services. Notre politique sur l'approbation par le comité de vérification des honoraires versés à nos vérificateurs, conformément à la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, est reproduite à l'annexe A de la présente notice annuelle.

Renseignements supplémentaires sur le comité de vérification

Des renseignements supplémentaires sur les membres du comité de vérification et leur compétence financière sont présentes aux pages 37 et 53 de notre circulaire de sollicitation de procurations datée du 1^{er} mars 2007; ces renseignements sont intégrés dans les présentes par renvoi. Les règles du comité de vérification sont reproduites à l'annexe B de la présente notice annuelle.

RECOURS À UNE DISPENSE

Nous communiquons nos données relatives aux réserves conformément aux conditions du document de décision REC qui suit : *In the Matter of the Securities Legislation of Alberta, British Columbia, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Quebec, Nova Scotia, Newfoundland and Labrador, Yukon, Northwest Territories and Nunavut AND In the Matter of The Mutual Reliance Review System for Exemptive Relief Applications AND In the Matter of Suncor Energy Inc., December 22, 2003* (le document de décision).

Nos données relatives aux réserves sont les suivantes :

- les quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel nettes dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités pétrolières et gazières, autres que l'exploitation minière, estimées au 31 décembre 2006 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix constants établies à un moment donné, soit le 31 décembre 2006, et la mesure standardisée connexe;
- les quantités de réserves prouvées et probables de gaz naturel brutes et nettes dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités d'exploitation en surface des sables bitumineux estimées au 31 décembre 2006;
- les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz naturel brutes et nettes dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux concessions in situ Firebag, estimées au 31 décembre 2006 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants, visant généralement à représenter une moyenne annuelle standardisée pour l'exercice conformément à l'avis 51-315 des ACVM.

Nos estimations des réserves et la mesure standardisée connexe de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie (la *mesure standardisée*) ont été évaluées ou examinées conformément aux normes exposées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le *manuel COGE*) mais ont été modifiées dans la mesure nécessaire pour refléter la terminologie et les normes des exigences d'information américaines, y compris :

- l'information requise par la *United States Financial Accounting Standards Board*, y compris le *Financial Accounting Standard No. 69*;
- l'information requise par la *SEC Industry Guide 2 Disclosure of Oil and Gas Operations*, en sa version modifiée à l'occasion;
- certains autres renseignements requis conformément aux pratiques de communication d'information américaines.

Si nous avons présenté les données relatives à nos réserves conformément au Règlement 51-101 au lieu du document de décision, nous aurions été tenus de présenter les données suivantes relatives aux réserves brutes et nettes :

- les quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités pétrolières et gazières, calculées à l'aide de prix et de coûts constants, et la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs connexes, calculée au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %;
- les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz naturel dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités pétrolières et gazières, calculées à l'aide de prix et de coûts prévisionnels, et la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs connexes, calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 5 %, de 10 %, de 15 % et de 20 %.

POURSUITES

Aucune poursuite n'est en cours à laquelle nous sommes parties ou qui met en cause nos biens et, à notre connaissance, aucune poursuite n'est en cours concernant une action en dommages-intérêts représentant plus de 10 pour cent de notre actif actuel.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires, notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs de nos titres, les options d'achat de titres et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, figurent dans la circulaire de sollicitation de procurations de notre plus récente assemblée d'actionnaires comportant l'élection d'administrateurs. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés 2006.

Des renseignements supplémentaires sur Suncor, déposés auprès des commissions canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (*SEC*) des États-Unis, dont des rapports trimestriels et annuels et la notice annuelle (AIF/40-F), peuvent être consultés en ligne au www.sedar.com et au www.sec.gov. De plus, notre code de conduite des affaires est disponible en ligne au www.suncor.com. L'information figurant sur notre site Web ou accessible par celui-ci ne fait pas partie de la présente notice annuelle. Ce ne sont que des renvois inactifs.

ANNEXE A

Approuvée et acceptée le 28 avril 2004

SUNCOR ÉNERGIE INC. POLITIQUE ET PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE DES SERVICES DE VÉRIFICATION ET DES SERVICES NON LIÉS À LA VÉRIFICATION

Aux termes de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et du Règlement 52-110, la Securities and Exchange Commission et la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario ont adopté des règles définitives sur l'indépendance des comités de vérification et des vérificateurs. Ces règles exigent que le comité de vérification de Suncor Énergie Inc. (*Suncor*) soit responsable de la nomination, de la rémunération, de l'embauche et de la surveillance du travail de son vérificateur indépendant. Le comité de vérification doit également approuver au préalable les services de vérification et les services non liés à la vérification fournis par le vérificateur indépendant ou s'assurer qu'ils respectent les politiques et les procédures d'approbation préalable qu'il a établies aux termes de la présente politique.

I. ÉNONCÉ DE POLITIQUE

Le comité de vérification a adopté la présente politique et les présentes procédures d'approbation préalable des services de vérification et des services non liés à de la vérification (la *politique*) qui expose les procédures et les conditions régissant l'approbation préalable des services proposés par le vérificateur indépendant. Les procédures décrites dans la présente politique s'appliquent aux services de vérification, aux services non liés à de la vérification, aux services fiscaux et aux autres services fournis par le vérificateur indépendant.

II. RESPONSABILITÉ

Il incombe au comité de vérification de mettre en œuvre la présente politique. Le comité de vérification délègue l'administration de la politique à la direction, mais il ne peut lui déléguer l'approbation préalable des services fournis par le vérificateur indépendant.

III. DÉFINITIONS

Aux fins des présentes et des approbations préalables :

- a) Les « services de vérification » s'entendent des services qui constituent une partie nécessaire du processus de vérification annuel et des activités qui constituent une procédure nécessaire que le vérificateur utilise afin de délivrer un avis sur les états financiers comme le requièrent les normes de vérification généralement reconnues (les *NVGR*), y compris les examens techniques permettant de parvenir à un jugement en vérification sur les normes comptables.

Les « services de vérification » comprennent plus que les services requis pour exécuter une vérification aux termes des *NVGR*; ils comprennent aussi :

- (i) la délivrance de lettres d'accord présumé et de consentements dans le cadre de placements de titres;
- (ii) l'exécution de vérifications prévues par les lois nationales et étrangères;
- (iii) l'attestation de services requise par la loi ou la réglementation;
- (iv) les examens de contrôle interne;
- (v) l'examen et l'aide à la préparation de documents déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières, de la Securities and Exchange Commission et

d'autres organismes de réglementation ayant compétence sur Suncor et ses filiales et la réponse aux observations de ces autorités de réglementation;

- b) Les « services non liés à la vérification » s'entendent des services d'assurance (p. ex. les services de vérification diligente) et des services connexes qui sont habituellement fournis par les vérificateurs externes, sont raisonnablement liés à l'exécution de la vérification ou à l'examen d'états financiers et ne font pas partie des « honoraires de vérification » aux fins de communication.

Les « services liés à la vérification » comprennent :

- (i) les vérifications des régimes d'avantages des employés, y compris les vérifications de régimes de retraite;
- (ii) la vérification diligente relative aux fusions et acquisitions;
- (iii) les consultations et les vérifications relatives aux acquisitions, notamment l'évaluation du traitement comptable des opérations envisagées;
- (iv) les examens de contrôle interne;
- (v) l'attestation de services non requis par la loi ou la réglementation;
- (vi) les consultations concernant les normes de comptabilité et d'information financière.

Les vérifications de gestion non financières ne constituent pas des services liés à la vérification.

- c) Les « services fiscaux » comprennent notamment les services liés à l'élaboration de déclarations de revenus pour les sociétés et pour les particuliers, à la vérification diligente fiscale en lien avec les fusions, acquisitions et/ou dessaisissements et la planification fiscale;
- d) Les « autres services » désignent tous les autres services qui ne sont pas des services de vérification, des services liés à la vérification ou des services fiscaux, dont la prestation par le vérificateur indépendant n'est pas expressément interdite par la *Rule 2-01(c)(7)* du *Regulation S-X* pris en application de la *Securities and Exchange Act of 1934*, en sa version modifiée. (Voir le résumé des services interdits à l'annexe A.)

IV. POLITIQUE GÉNÉRALE

La politique générale qui suit s'applique à l'ensemble des services fournis par le vérificateur indépendant :

- Le comité de vérification doit approuver au préalable chacun des services fournis par le vérificateur indépendant. Il ne permet pas que le vérificateur indépendant offre des services pouvant raisonnablement faire partie des « services fiscaux » ou des « autres services », à moins que des motifs commerciaux justifient que l'on mandate le vérificateur indépendant au lieu d'un autre fournisseur.
- Le comité de vérification n'approuve pas au préalable les services devant être fournis plus de douze mois après l'approbation préalable, à moins que le comité de vérification ne précise spécifiquement une période différente.
- Le comité de vérification a délégué au président du comité de vérification le pouvoir d'approuver au préalable des services dont le coût estimatif n'excède pas 100 000 \$ conformément à la présente politique. Le membre autorisé du comité de vérification doit communiquer toute décision d'approbation préalable au comité de vérification à la réunion suivante du comité.

- Le président du comité de vérification peut déléguer son pouvoir d'approbation préalable des services à un autre membre permanent du comité de vérification, à la condition que ce membre ait également reçu le pouvoir d'agir en qualité de président du comité de vérification en l'absence du président. Le comité de vérification doit attester au moyen d'une résolution une telle délégation aux termes de la présente politique.
- Le comité de vérification examine et approuve au préalable au moins annuellement les services que le vérificateur indépendant peut fournir.
- Le comité de vérification doit établir annuellement des seuils d'honoraires pour l'approbation préalable des services offerts par le vérificateur indépendant. Au moins trimestriellement, le comité de vérification reçoit un sommaire détaillé des honoraires versés au vérificateur indépendant et de la nature des services fournis ainsi qu'une prévision des honoraires et des services devant être versés ou fournis au cours du reste de l'exercice.
- Le comité de vérification n'autorise pas que l'on mandate le vérificateur indépendant pour fournir des services non liés à la vérification interdits à l'annexe A.
- Le comité de vérification doit attester son approbation préalable des services qui seront fournis par le vérificateur indépendant de la façon suivante :
 - a) lorsque le président du comité de vérification approuve au préalable des services aux termes du pouvoir qui lui est délégué, il atteste son approbation préalable en signant et en datant le formulaire de demande d'approbation préalable reproduit à l'annexe B. Si le président ne peut remplir le formulaire et le transmettre à la Société avant que le vérificateur indépendant ne soit mandaté, il peut donner son approbation verbalement ou par courriel, puis faire suivre le formulaire rempli dès que possible.
 - b) pour toutes les autres situations, une résolution du comité de vérification est requise.
- Tous les services de vérification et les services non liés à la vérification fournis par les vérificateurs indépendants doivent être fournis aux termes d'une lettre d'engagement écrite :
 - a) signée par les vérificateurs;
 - b) précisant les services à fournir;
 - c) précisant la période au cours de laquelle les services seront fournis;
 - d) précisant le total des honoraires estimés qui seront versés, qui ne doivent pas excéder l'estimation du total des honoraires approuvés par le comité de vérification aux termes des présentes procédures, avant l'application du dépassement de 10 %;
 - e) incluant la confirmation des vérificateurs selon laquelle les services ne font pas partie d'une catégorie de services dont la fourniture compromettrait l'indépendance des vérificateurs aux termes de la législation applicable et des normes comptables généralement acceptées du Canada et des États-Unis.
- L'approbation préalable par le comité de vérification permet un dépassement d'au plus 10 % des honoraires estimés se rapportant à un mandat particulier indiqués dans la lettre de mission connexe. L'autorisation de dépassement des honoraires permet d'assurer, de façon provisoire uniquement, la fourniture continue des services dans l'attente d'une révision de l'estimation des honoraires et, au besoin, de l'approbation du dépassement par le comité de vérification. Si l'on prévoit que le dépassement des honoraires excédera le seuil de 10 %, on doit aviser immédiatement le comité ou son représentant dès que l'on relève une telle possibilité de dépassement et obtenir une approbation préalable supplémentaire pour que le mandat du vérificateur se poursuive.

V. RESPONSABILITÉS DES VÉRIFICATEURS EXTERNES

Afin de soutenir la procédure d'indépendance, les vérificateurs indépendants :

- a) confirment dans chaque lettre d'engagement que la fourniture de services ne compromet pas leur indépendance;
- b) apportent la preuve au comité de vérification que des politiques et procédures internes complètes sont mises en place afin d'assurer le respect, dans le monde entier, des exigences d'indépendance, y compris des procédures rigoureuses de surveillance et de communication;
- c) fournissent au moins trimestriellement des communications et des confirmations au comité de vérification relativement à l'indépendance;
- d) demeurent inscrits au Conseil canadien sur la reddition de comptes et au U.S. Public Company Accounting Oversight Board;
- e) revoient leur plan de rotation des associés et informent le comité de vérification annuellement;

De plus, les vérificateurs externes :

- a) fournissent régulièrement des rapports d'honoraires détaillés indiquant le solde du compte « travaux en cours »;
- b) surveillent les honoraires et avisent le comité de vérification d'une possibilité de dépassement des honoraires.

VI. INFORMATIONS

Suncor communique annuellement, selon les exigences de la loi applicable, ses politiques et procédures d'approbation préalable et fournit les renseignements requis concernant les montants des honoraires de vérification, des honoraires pour services liés à la vérification, des honoraires fiscaux et des autres honoraires versés à ses vérificateurs externes dans ses documents déposés auprès de la SEC.

* * *

Annexe A

Services non liés à la vérification interdits

Un vérificateur externe n'est pas indépendant si, à tout moment au cours de la période durant laquelle il exécute la vérification et où ses services sont retenus, il fournit les services non liés à la vérification qui suivent à un client vérifié.

Tenue de livres ou autres services liés aux registres comptables ou aux états financiers du client vérifié. Tous services, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures de vérification au cours d'une vérification des états financiers de Suncor, incluant les services suivants :

Tenue ou préparation des registres comptables du client vérifié;
Préparation des états financiers de Suncor déposés auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) ou de données servant à l'élaboration de tels états financiers de Suncor;
Préparation ou génération des données servant à la préparation des états financiers de Suncor.

Conception et mise en œuvre de systèmes d'information financière. Tous services, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures de vérification au cours d'une vérification des états financiers de Suncor, incluant les services suivants :

Exploitation directe ou indirecte du système d'information de Suncor ou supervision de son exploitation ou gestion du réseau local de Suncor;
Conception ou mise en œuvre du système matériel ou logiciel qui réunit les données sources sous-jacentes aux états financiers ou qui génère des renseignements importants pour les états financiers de Suncor ou les autres systèmes d'information financière pris dans leur ensemble.

Services d'évaluation, avis quant au caractère équitable ou rapports de contribution en nature. Les services d'évaluation ou tout autre service relatif à un avis quant au caractère équitable ou à un rapport de contribution en nature à l'intention de Suncor, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures de vérification au cours d'une vérification des états financiers de Suncor.

Services d'actuariat. Tous services-conseils en lien avec l'actuariat comportant la détermination de montants inscrits dans les états financiers et les comptes connexes de Suncor, à l'exception de l'aide apportée à Suncor dans la compréhension des méthodes, modèles, hypothèses et intrants utilisés dans le calcul d'un montant, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures de vérification au cours d'une vérification des états financiers de Suncor.

Services d'impartition de la vérification interne. Les services de vérification interne qui ont été impartis par Suncor et qui se rapportent aux contrôles comptables internes, aux systèmes financiers ou aux états financiers de Suncor, à moins que l'on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l'objet de procédures de vérification au cours d'une vérification des états financiers de Suncor.

Fonctions de gestion. Le fait d'agir, de façon temporaire ou permanente, à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé de Suncor ou d'effectuer toute fonction pour Suncor liée à la prise de décisions, à la supervision ou à la surveillance continue.

Ressources humaines

Recherche de candidats éventuels pour occuper des postes de gestionnaire, de dirigeant ou d'administrateur;
Participation à des tests psychologiques ou d'autres programmes d'évaluation de nature officielle ou tests;
Vérification des références de candidats éventuels à des postes de dirigeant ou d'administrateur;

Exécution de fonctions de négociateur pour le compte de Suncor telles que déterminer le poste, le statut ou la désignation, la rémunération, les avantages sociaux ou les autres conditions d'emploi;
Formulation de recommandations ou de conseils à Suncor concernant l'embauche d'un candidat particulier pour un travail particulier (en revanche, un cabinet d'experts-comptables peut, à la demande de Suncor, rencontrer en entrevue des candidats et conseiller Suncor quant à leurs compétences pour occuper des postes liés à la comptabilité, à l'administration ou au contrôle financiers.)

Services de courtier, de conseiller en placements ou de banque d'investissement. Le fait d'agir en qualité de courtier (inscrit ou non inscrit), de promoteur ou de preneur ferme, pour le compte de Suncor, de prendre des décisions de placement pour le compte de Suncor ou de disposer de tout autre pouvoir discrétionnaire sur les placements de Suncor, de réaliser une opération d'achat ou de vente d'un placement de Suncor ou de garder les actifs de Suncor, comme de détenir temporairement les titres achetés par Suncor.

Services juridiques. La fourniture de services à Suncor qui, dans les circonstances où ils sont fournis, pourraient être offerts uniquement par une personne autorisée ou autrement habile à exercer le droit dans le territoire où le service est interdit.

Services d'experts non liés à la vérification. La fourniture d'un avis ou d'un autre service d'expert à Suncor ou à un autre représentant juridique de Suncor, afin de défendre les intérêts de Suncor dans le cadre d'un litige ou d'une procédure ou enquête réglementaires ou administratives. Dans de telles situations, l'indépendance d'un expert-comptable de Suncor ne sera pas réputée être compromise s'il rend compte de faits, notamment par témoignage, concernant le travail effectué ou explique les positions prises ou les conclusions formulées au cours de la fourniture d'un service par le comptable.

Annexe B

Formulaire de demande d'approbation préalable

NATURE DU TRAVAIL	ESTIMATION DES HONORAIRES (\$ CA)
Total	

Date

Signature

ANNEXE B

RÈGLES DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

Le comité de vérification

Les règlements de Suncor Énergie Inc. prévoient que le conseil d'administration peut établir des comités du conseil auxquels il peut déléguer certaines fonctions. Le conseil a établi, entre autres, le comité de vérification et a approuvé les règles qui suivent, qui exposent les objectifs, les fonctions et les responsabilités du comité de vérification.

Objectifs

Le comité de vérification aide le conseil d'administration en s'acquittant des responsabilités qui suivent :

- surveiller l'efficacité et l'intégrité des systèmes d'information financière, d'information de gestion et de contrôle interne de la Société et surveiller les rapports financiers et les autres questions financières;
- choisir et, au besoin, remplacer les vérificateurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi, surveiller et examiner l'indépendance et l'efficacité de ces vérificateurs, et s'assurer qu'ils rendent des comptes en bout de ligne au conseil d'administration et aux actionnaires de la Société;
- examiner l'efficacité des vérificateurs internes;
- approuver pour le compte du conseil d'administration certaines questions financières que lui délègue le conseil, y compris les questions exposées dans les présentes règles.

Le comité n'est pas autorisé à prendre des décisions, sauf dans les circonstances très restreintes décrites dans les présentes ou lorsque le conseil d'administration lui délègue expressément un tel pouvoir et dans la mesure d'une telle délégation. Le comité transmet ses découvertes et recommandations au conseil d'administration pour que celui-ci les examine et, au besoin, prenne une décision.

Constitution

Le mandat du conseil d'administration de Suncor décrit les exigences relatives à la composition des comités du conseil et aux compétences des membres de ces comités et stipule que le conseil détermine annuellement le président et les membres des comités. Aux termes des règlements de Suncor, à moins que le conseil d'administration ne décide du contraire au moyen d'une résolution, le quorum pour les réunions des comités est constitué de la majorité des membres d'un comité et chaque comité détermine ses propres règles de procédure à tous autres égards.

Fonctions et responsabilités

Le comité doit s'acquitter des fonctions et responsabilités qui suivent.

Contrôles internes

1. Se renseigner sur le caractère adéquat du système de contrôles internes de la Société et examiner l'évaluation des contrôles internes effectuée par les vérificateurs internes et l'évaluation des contrôles financiers et internes effectuée par les vérificateurs externes.
2. Examiner la surveillance par la direction du respect du code de conduite des affaires de la Société.

3. Établir des procédures pour l'envoi confidentiel par les employés de plaintes faisant état de préoccupations relatives à des questions de comptabilité, de contrôle interne, de vérification ou du code de conduite des affaires et examiner périodiquement un résumé des plaintes et de leur résolution.
4. Examiner les conclusions tirées de tout examen important effectué par des organismes de réglementation concernant les questions financières de la Société.
5. Examiner périodiquement les procédures de gouvernance de la direction relatives aux ressources de technologie de l'information en vue de déterminer si elles sont en mesure d'assurer l'intégrité, la protection et la sécurité des systèmes et des registres d'information électronique de la Société.
6. Examiner les pratiques de la direction en vigueur concernant les dépenses et les avantages accessoires des dirigeants.

Vérificateurs externes et internes

7. Évaluer le rendement des vérificateurs externes et initier et approuver le début ou la fin du mandat des vérificateurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi applicable.
8. Examiner la portée de la vérification et l'approche des vérificateurs externes et approuver leurs conditions d'engagement et leurs honoraires.
9. Examiner les relations ou les services qui peuvent avoir une incidence sur l'objectivité et l'indépendance du vérificateur externe, y compris l'examen annuel de la déclaration écrite du vérificateur concernant tous les liens qui existent entre lui (de même que les membres de son groupe) et la Société; examiner et approuver tous les mandats relatifs à des services non liés à la vérification fournis par des vérificateurs externes ou des membres de leur groupe.
10. Examiner les procédures de contrôle de la qualité du vérificateur externe, notamment les questions importantes soulevées par le plus récent examen du contrôle de la qualité ou examen par les pairs et les questions soulevées par une enquête réalisée par une autorité gouvernementale ou professionnelle du vérificateur externe, fournissant des détails sur les mesures prises par le cabinet pour régler ces questions.
11. Examiner et approuver la nomination du directeur, vérification interne, ou la fin de son mandat et examiner annuellement un résumé de sa rémunération et de son rendement.
12. Examiner les règles du service de vérification interne et les projets, les activités, la structure organisationnelle et les compétences des vérificateurs internes et surveiller le rendement et l'indépendance du service.
13. Offrir un lien ouvert de communication entre la direction, les vérificateurs internes ou les vérificateurs externes, d'une part, et le conseil d'administration, d'autre part.

Communications de l'information financière et autres communications au public

14. Examiner la lettre d'observation à l'intention de la direction du vérificateur externe et les réponses de la direction et enquêter sur tout désaccord entre la direction et les vérificateurs externes ou les restrictions imposées par la direction aux vérificateurs externes. Examiner les écarts non ajustés portés à l'attention de la direction par le vérificateur externe et leur résolution.
15. Examiner avec la direction et les vérificateurs externes les documents financiers et les autres documents d'information mentionnés au point 16, y compris les questions d'information financière importante, la présentation et l'incidence des incertitudes et risques importants et les estimations

et jugements clés de la direction qui peuvent être importants pour la communication de l'information financière, y compris les autres modes de traitement et leurs incidences.

16. Examiner et approuver les états financiers consolidés intermédiaires de la Société et le rapport de gestion qui les accompagnent (le *rapport de gestion*). Examiner et formuler des recommandations au conseil d'administration concernant l'approbation des états financiers vérifiés annuels et du rapport de gestion, de la notice annuelle et du formulaire 40-F de la Société. Examiner d'autres documents d'information annuels et trimestriels importants ou d'autres documents déposés auprès des autorités de réglementation contenant les renseignements financiers vérifiés ou non vérifiés ou les accompagnant.
17. Examiner et approuver la politique de communication et de présentation externes de renseignements importants de la Société, notamment la forme et le contenu générique de toute information trimestrielle sur le bénéfice et de toute information financière communiquée aux analystes en placement et aux agences de notation.
18. Examiner les changements apportés aux politiques comptables de la Société.
19. Examiner avec les conseillers juridiques les questions juridiques ayant une incidence importante sur les rapports financiers.

Réserves pétrolières et gazières

20. Examiner avec une fréquence raisonnable les procédures de Suncor concernant :
 - A) les communications conformément à la législation applicable en matière d'information relativement aux activités pétrolières et gazières de Suncor, y compris les procédures de respect des exigences d'information applicables;
 - B) la communication d'information aux évaluateurs de réserves qualifiés (les *évaluateurs*) engagés annuellement par Suncor pour évaluer les données relatives aux réserves de celle-ci en vue de les communiquer au public conformément aux lois applicables.
21. Approuver annuellement la nomination et les conditions du mandat de l'évaluateur de la Société, notamment ses compétences et son indépendance; examiner et approuver les changements proposés à la nomination de l'évaluateur et les motifs à l'appui de ce changement proposé, notamment l'existence possible de différends entre l'évaluateur et la direction.
22. Examiner annuellement les données relatives aux réserves de Suncor et le rapport de l'évaluateur qui s'y rapporte; examiner et formuler des recommandations annuellement au conseil d'administration concernant l'approbation (i) du contenu et du dépôt par la Société d'un relevé des données relatives aux réserves (le *relevé*) et du rapport de la direction et des administrateurs sur le relevé devant être inclus dans celui-ci ou déposé avec lui et (ii) le dépôt du rapport de l'évaluateur devant être inclus dans le relevé ou déposé avec celui-ci, conformément aux lois applicables.

Gestion des risques

23. Examiner périodiquement les politiques et pratiques de la Société concernant la gestion de la trésorerie, les instruments dérivés, le financement, le crédit, l'assurance, l'imposition, la négociation de marchandises et des questions connexes. Surveiller le modèle de gouvernance sur la gestion des risques du conseil au moyen d'examens périodiques en vue de refléter adéquatement les principaux risques associés à l'entreprise de la Société dans le mandat du conseil et de ses comités.

Régime de retraite

24. Examiner les actifs, le rendement financier, l'état du financement, la stratégie de placement et les rapports actuariels pour le régime de retraite de la Société, y compris les conditions du mandat de l'actuaire et du gestionnaire de la caisse de retraite.

Sécurité

25. Examiner sommairement les risques importants associés à la gestion de la sécurité physique, à la sécurité informatique ou à la reprise des activités et les stratégies pour composer avec ces risques.

Autres questions

26. Effectuer des enquêtes indépendantes sur toute question s'inscrivant dans ses responsabilités.
27. Passer en revue les candidats recommandés au poste de chef des finances. Examiner et/ou approuver les autres questions financières que le conseil d'administration lui a expressément déléguées.

Rapport au conseil

28. Faire rapport au conseil d'administration sur les activités du comité concernant les questions qui précèdent à chaque réunion du conseil et à tout autre moment que le comité juge approprié ou à la demande du conseil d'administration.

En sa version adoptée par une résolution du conseil d'administration

Révision datée du 26 janvier 2006

ANNEXE 51-101A3

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET LES AUTRES RENSEIGNEMENTS

La présente annexe est l'annexe visée au paragraphe 3 de l'article 2.1 du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le *Règlement 51-101*), en sa version modifiée par le document de décision du REC daté du 22 décembre 2003, *In the Matter of Suncor Energy Inc.* (le *document de décision*).

Les termes définis dans le document de décision ont le même sens dans la présente annexe.

La direction de Suncor Énergie Inc. (la *Société*) a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières et les activités de sables bitumineux exploitables en surface de la Société conformément à la réglementation en valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, à savoir :

- a) les quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz nettes dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités pétrolières et gazières, autres que l'exploitation minière, estimées au 31 décembre 2006 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants établies à un moment donné, soit le 31 décembre 2006, et la mesure standardisée connexe;
- b) les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités d'exploitation en surface de sables bitumineux estimées au 31 décembre 2006;
- c) les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux concessions in situ Firebag, estimées au 31 décembre 2006 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants, visant généralement à représenter une moyenne annuelle standardisée pour l'exercice conformément à l'avis 51-315 des ACVM.

GLJ Petroleum Consultants Ltd., évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, ont évalué les données relatives aux réserves de la Société. Leur rapport sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité de vérification du conseil d'administration de la Société a :

- a) examiné les procédures suivies par la Société pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants,
- b) rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans réserves;
- c) examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le comité de vérification du conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la Société pour assembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et ses activités d'exploitation en surface des sables bitumineux et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité de vérification, a approuvé :

- a) le contenu des données relatives aux réserves et de toute autre information concernant le pétrole et le gaz et les sables bitumineux exploitables en surface et leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sur les données relatives aux réserves;

c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

« RICHARD L. GEORGE »

RICHARD L. GEORGE
Président et chef de la direction

« J. KENNETH ALLEY »

J. KENNETH ALLEY
Premier vice-président et chef des finances

« JOHN T. FERGUSON »

JOHN T. FERGUSON
Administrateur

« JR SHAW »

JR SHAW
Président du conseil d'administration

Le 9 mars 2007

RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Suncor Énergie Inc.
P.O. Box 38
112 – 4th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) T2P 2V5

Dest. : Le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc.

Objet : Annexe 51-101A2, en sa version modifiée conformément aux dispenses de l'application du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le Règlement 51-101) figurant dans le document de décision du REC daté du 22 décembre 2003, In the Matter of Suncor Energy Inc. (le document de décision)

Nous présentons le présent rapport conformément aux conditions du document de décision et les termes clés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le même sens que celui qui leur est attribué dans le document de décision.

Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société au 31 décembre 2006. Les données relatives aux réserves sont les suivantes :

Les quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités pétrolières et gazières, autres que l'exploitation minière, estimées au 31 décembre 2006 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants établies à un moment donné, soit le 31 décembre 2006, et la mesure standardisée connexe; les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole dans lesquelles nous détenons une participation directe relativement aux activités d'exploitation en surface des sables bitumineux estimées au 31 décembre 2006 et les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole relativement aux concessions in situ Firebag, estimées au 31 décembre 2006 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants.

La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves sur le fondement de notre évaluation.

Nous avons effectué notre vérification ou notre évaluation des estimations des réserves de la Société et des produits d'exploitation nets futurs correspondants (ou, le cas échéant, de la mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie (la *mesure standardisée*)) conformément aux normes exposées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le *manuel COGE*) modifiées dans la mesure nécessaire pour refléter la terminologie et les normes des obligations d'information américaines.

Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. Une évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE modifiés dans la mesure nécessaire pour refléter la terminologie et les normes des obligations d'information américaines.

Le tableau suivant présente la mesure standardisée estimative des flux de trésorerie (avant impôts) attribués aux réserves prouvées de pétrole et de gaz qui ne sont pas attribuables aux activités minières, estimés au moyen de prix et coûts constants et à l'aide d'un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 :

		Mesure standardisée des flux de trésorerie attribués aux réserves prouvées de pétrole et de gaz (avant impôts, calculée au taux d'actualisation de 10 %)		
Date d'établissement du rapport	Emplacement des réserves	Évaluation	Vérification	Total
9 février 2007	Canada	4 861 M\$ (99 %)	54 M\$ (1 %)	4 915 M\$ (100 %)

De plus, la somme des réserves nettes et brutes prouvées et des réserves nettes et brutes probables a été évaluée pour les terrains d'exploitation de sables bitumineux de Suncor situés au Canada et toutes les réserves et ressources ont été évaluées ou vérifiées pour toutes les activités pétrolières et gazières et les activités minières de Suncor.

À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, en sa version modifiée comme il est indiqué ci-dessus. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées, mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.

Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports d'évaluation des données relatives aux réserves de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.

Les réserves sont des estimations uniquement et non des quantités exactes. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature relativement au rapport mentionné ci-dessus :

GLJ PETROLEUM CONSULTANTS LTD.

ORIGINAL SIGNÉ PAR

Dana B. Lausten, ingénieur

Vice-président exécutif

Calgary (Alberta) Canada
le 9 février 2007